

**FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA**

**UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA**

DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS E ENGENHARIA DO AMBIENTE

# **Mudança do Paradigma Energético: Microgeração em Portugal**

**Rita Joana da Cruz Alves**

Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia  
da Universidade Nova de Lisboa para obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia do Ambiente, perfil Gestão e Sistemas Ambientais

**ORIENTADOR: Professor Doutor João Joanaz de Melo**

2008

**Agradecimentos**

O desenvolvimento deste trabalho só foi possível devido à colaboração de várias pessoas com quem tive o privilégio de me cruzar durante estes últimos meses.

Gostaria assim de agradecer...

...em primeiro lugar, ao Prof. Doutor João Joanaz de Melo pela disponibilidade demonstrada e pela forma entusiasta com que me orientou, demonstrando um enorme interesse pelo meu trabalho.

...à Dr.<sup>a</sup> Gabriela Prata Dias (CEEETA) não só por ter sido a responsável pelo tema desta dissertação (mesmo que de forma inconsciente), mas também pela disponibilidade e dedicação demonstrada.

...ao Eng.<sup>o</sup> Carlos Pimenta (CEEETA) pela oportunidade concedida em assistir à primeira conferência de microgeração em Portugal e pela partilha dos seus conhecimentos.

Agradeço igualmente às seguintes pessoas que foram fundamentais no desenvolvimento deste estudo e que não poderia deixar de mencionar:

- Dr.<sup>o</sup> Peças Lopes (INESC – Porto)
- Prof.<sup>a</sup> Júlia Seixas (E – Value)
- Eng.<sup>o</sup> Lacerda (Ex-Transgás, actual REN)
- Eng.<sup>o</sup> Luís Gonçalves Guedes (Sonae Sierra)
- Eng.<sup>o</sup> Pedro Costa (ERSE)
- Eng.<sup>o</sup> Amarante dos Santos (REN)
- Eng.<sup>o</sup> João Maciel (EDP)

Por último, gostaria de agradecer às pessoas que, duma forma menos directa, tiveram um papel fundamental na realização deste trabalho, nomeadamente ...

...à Vanessa pelo seu apoio e partilha dos seus conhecimentos económicos.

...a todos os meus amigos e colegas que sempre me apoiaram e encorajaram durante a elaboração desta dissertação.

...aos meus pais por me terem proporcionado todas condições necessárias para chegar onde cheguei hoje.

...em especial, ao Diogo, por tudo.

A todos vós, um MUITO OBRIGADA!

## **Sumário**

O actual estado ambiental e do sistema energético em Portugal leva a que seja necessário adaptar o actual paradigma a uma nova realidade. A introdução das tecnologias de microgeração no sistema eléctrico nacional poderá constituir uma das estratégias a adoptar por forma a promover uma melhoria do actual desempenho energético nacional.

No presente trabalho pretende-se identificar os obstáculos que se colocam à exploração do potencial destas tecnologias em Portugal e propor medidas para os ultrapassar.

As condições técnicas da actual rede eléctrica nacional permitirão introduzir um volume significativo de microgeração em Portugal (10% a 20% do pico de consumo da rede em baixa tensão). Com o regime bonificado previsto na actual legislação um investimento nas tecnologias como painéis fotovoltaicos e micro-eólicas apresentam um período de retorno de cerca de 6 e 7 anos, respectivamente. No entanto, devido às restrições deste regime de excepção, estas tecnologias poderão representar no máximo cerca de 0,1% do consumo eléctrico nacional em 2010.

Dado o potencial de microgeração por explorar, conclui-se que seria possível um maior investimento nestas fontes de energia eléctrica, sem recurso a subsídios estatais, se existisse uma convergência do preço actual de electricidade da rede para um valor real e uma diminuição dos custos de investimento associados a estas tecnologias. Tal poderá ser previsível num horizonte de 5 anos, se a política energética se orientar nesse sentido.

## **Abstract**

The current state of the environmental and energy system in Portugal leads to the need for a new paradigm. Microgeneration technologies should be part of a strategy with the three fold goals of improving energy performance, reducing external dependence and cutting environmental impact.

This study identifies the difficulties to implement that estimated potential and explore measures to overcome them.

Present technical conditions of the electric grid in Portugal allow for microgeneration input up to 10% to 20% of peak load. With the subsidies tariff in the current legislation an investment in technologies such as photovoltaic cells and wind micro-turbine have a payback period of about 6 and 7 years, respectively. However, due to restrictions, inherent to the subsidy regime, these technologies will represent no more than 0,1% of the national electricity consumption in 2010.

Given the actual microgeneration untapped potential, it would be possible to have a greater investment in those electricity sources, without state subsidies, if there was a convergence of the current electricity price to the real cost of electricity, combined with a significant reduction of investment costs of these technologies. This could be a reality within 5 years, if energy policy goes in that direction.

## Acrónimos

AT – Alta Tensão  
BT – Baixa Tensão  
CE – Comissão Europeia  
CH<sub>4</sub> – Metano  
CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono  
DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia  
DL – Decreto-lei  
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
EUROSTAT - Gabinete de Estatísticas da União Europeia  
FER – Fontes de Energia Renovável  
GEE – Gases de Efeito de Estufa  
GW – Gigawatt  
INE – Instituto Nacional de Estatística  
IRS – Imposto sobre rendimento de pessoa singular  
IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado  
kVA - Kilovoltampere  
kW – Kilowatt  
MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade  
ML – Mercado Liberalizado  
MR – Mercado Regulado  
MT – Média Tensão  
MW – Megawatt  
N<sub>2</sub>O – Óxido Nitroso  
NIMBY – *Not In My Back Yard*  
PC – Produção Centralizada  
PD – Produção Descentralizada  
PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas  
REA – Relatório de Estado do Ambiente  
SEN – Sistema Eléctrico Nacional  
SENV - Sistema Eléctrico não Vinculado  
SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público

## Índice de Matérias

Agradecimentos .....	1
Sumário .....	3
Abstract .....	4
Acrónimos .....	5
Índice de Matérias.....	6
Índice de Figuras .....	9
Índice de Tabelas .....	12
1. Introdução .....	13
1.1. Enquadramento .....	13
1.2. Objectivos e âmbito .....	15
1.3. Organização da dissertação .....	15
2. Sector Energético Português .....	17
2.1. Enquadramento jurídico .....	17
2.2. Caracterização e indicadores .....	20
2.3. Implicações ambientais .....	24
2.3.1. Impactes ambientais do SEN .....	24
2.3.2. Alterações climáticas e compromissos ambientais .....	25
3. Microgeração de Energia Eléctrica.....	29
3.1. O “novo” conceito de produção eléctrica.....	29
3.2. Tecnologias de microgeração .....	33
3.2.1. Painéis fotovoltaicos .....	33
3.2.2. Micro-eólicas .....	36
3.2.3. Microturbinas.....	40
3.2.4. Motores.....	42
3.2.5. Pilhas de combustível.....	44
3.2.6. Microhídricas .....	46
3.2.7. Tecnologias de armazenamento.....	48
3.2.8. Chillers .....	49
3.3. Exemplos de aplicação de tecnologias de microgeração .....	50
3.3.1. BedZED.....	50
3.3.2. Green Hotel Madeira.....	51

4.	Contributos da Microgeração .....	54
4.1.	Desempenho ambiental .....	54
4.1.1.	Aspectos gerais .....	54
4.1.2.	Impactes ambientais das tecnologias .....	55
4.1.3.	Pegada ecológica.....	56
4.1.4.	Cogeração .....	57
4.1.5.	Mecanismo do Protocolo de Quioto.....	59
4.2.	Benefícios económicos .....	59
4.2.1.	Eficiência energética do SEN .....	59
4.2.2.	Dependência energética nacional.....	61
4.2.3.	Investimento na expansão da rede eléctrica .....	62
4.3.	Fenómeno NIMBY .....	65
4.4.	Fiabilidade no abastecimento eléctrico.....	65
4.4.1.	Qualidade e segurança do abastecimento eléctrico.....	65
4.4.2.	Vulnerabilidade das redes alta tensão .....	66
4.5.	Benefícios técnicos nas redes eléctricas.....	67
4.6.	Novas oportunidades de negócio e postos de trabalho .....	68
4.7.	Benefícios Sociais.....	69
5.	Barreiras à Integração das Tecnologias de Microgeração .....	71
5.1.	Custos das tecnologias <i>versus</i> preço de energia eléctrica da rede .....	71
5.2.	Gestão da energia eléctrica na rede .....	72
5.3.	Burocracias.....	73
5.4.	Poluição local .....	74
5.5.	Recursos humanos especializados .....	76
6.	Políticas Energéticas .....	77
6.1.	Legislação portuguesa referente à microgeração .....	77
6.2.	Políticas de integração da microgeração.....	81
6.3.	Modelos de integração da microgeração.....	83
6.3.1.	Apresentação de três tipos de modelos .....	83
6.3.2.	Modelo: ligar e usar .....	84
6.3.3.	Modelo: controlo pelas empresas de energia.....	85
6.3.4.	Modelo: comunidade em micro-rede .....	86
7.	Potencial da Microgeração em Portugal .....	87
7.1.	Objectivo e âmbito.....	87
7.2.	Potencial actual dos painéis fotovoltaicos e das micro-eólicas.....	89

7.3.	Potencial futuro dos painéis fotovoltaicos e das micro-eólicas.....	93
7.4.	Potencial actual da micro-cogeração a gás natural.....	97
7.5.	Potencial futuro da micro-cogeração a gás natural.....	102
8.	Conclusões .....	104
8.1.	Principais resultados .....	104
8.2.	Recomendações .....	106
8.3.	Desenvolvimentos futuros.....	107
	Referências Bibliográficas .....	109
	Apêndice 1.....	117
	Apêndice 2.....	118
	Apêndice 3.....	119
	Apêndice 4.....	121



## Índice de Figuras

Figura 2.1. Intervenientes do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (Adaptado de EDP, 2007).	19
Figura 2.2. Dependência energética europeia e portuguesa (Fonte: EUROSTAT, 2007).	20
Figura 2.3. Evolução das cotações do petróleo bruto ( <i>Brent</i> ) (Adaptado de DGEG, 2007b).	21
Figura 2.4. Consumo de energia primária em Portugal (toe – <i>tonnes oil equivalent</i> ) (Adaptado de EUROSTAT, 2007).	22
Figura 2.5. Distribuição da energia eléctrica produzida em Portugal pelas diferentes fontes produtoras do SEN em 2005. (Adaptado de EUROSTAT, 2007).	22
Figura 2.6. Emissões sectoriais de GEE do sector energético português em 2005 (Fonte: APA, 2007).	23
Figura 2.7. Consumo de energia eléctrica em Portugal por tipo de consumidor em 2005 (Adaptado de EUROSTAT e DGEG, 2007).	23
Figura 2.8. Balanço entre as emissões de CO <sub>2</sub> antropogénicas e as emissões assimiladas pela fotossíntese. (Adaptado de Bachmann, 2005).	25
Figura 2.9. Evolução das emissões de GEE em Portugal e projecções do PNAC 2006 (Fonte: Aguiar e Santos, 2007).	26
Figura 2.10. Evolução do consumo eléctrico português de fontes de energia renovável (FER) e distância às metas europeias (39% até 2010) e portuguesas (45% até 2010) (Adaptado de EUROSTAT, 2007).	27
Figura 3.1. Estação de Pearl Street, a primeira central de produção descentralizada (Fonte: WADE, 2007).	29
Figura 3.2. Duas perspectivas diferentes sobre a produção de energia eléctrica. Uma perspectiva do conceito actual de produção eléctrica e outra da produção descentralizada de electricidade, conjugada com a produção em grande escala (Fonte: CE, 2003).	31
Figura 3.3. Média anual de radiação solar disponível em Portugal continental. (Loureiro, 2004).	33
Figura 3.4. Variação dos custos de investimento na tecnologia fotovoltaica (dados de empresas em apêndice 2).	36
Figura 3.5. Exemplo duma micro-eólica de eixo horizontal (esquerda) e duma de eixo vertical (direita).	37
Figura 3.6. Curva de eficiência eléctrica das diferentes tecnologias de microeólicas (Fonte: Zamora et al., 2005).	37
Figura 3.7. Efeito de turbulência do vento em meio urbano (Fonte: Estanqueiro, 2007).	38

Figura 3.8. Sistema híbrido de painéis fotovoltaicos e micro-eólicas inseridos em meio urbano (Fonte: Estanqueiro, 2007).....	39
Figura 3.9. Variação dos custos das micro-eólicas consoante a potência instalada (dados de empresas em apêndice 2). ....	39
Figura 3.10. Esquema de funcionamento de uma micro-turbina com um único veio (Fonte: CEEETA, 2001c).....	40
Figura 3.11. Motores Stirling aplicados em residências (Fonte: CEEETA & BCSD - Portugal, 2006) .....	43
Figura 3.12. Esquema de funcionamento de uma célula combustível (Fonte: CEEETA, 2001e).....	44
Figura 3.13. Principais elementos de uma central mini-hídrica (Fonte: Castro, 2007). ....	47
Figura 3.14. Componentes do Sistema Energético do complexo hoteleiro Green Hotel Madeira (Fonte: Mendes, 2001). ....	52
Figura 4.1. Comparação da potência instalada das tecnologias de geração distribuição no Reino Unido e na Holanda (Fonte: Strachan e Dowlatabadi, 2002).....	58
Figura 4.2. Comparação da eficiência global entre uma unidade de micro-cogeração com a produção de electricidade e calor separadamente (Fonte: Kueck et al., 2003) .....	60
Figura 4.3. Esquema das perdas energéticas de um sector eléctrico convencional (Fonte: WADE, 2007).....	60
Figura 4.4. Perdas de energia eléctrica no SEN sem o consumo do sector electroprodutor e as perdas nas redes de transporte e distribuição no ano 2005 (Adaptado de DGEG, 2007d). ....	61
Figura 4.5. Evolução das perdas de energia eléctrica na rede de transporte e distribuição do SEN (Adaptado de DGEG, 2007e).....	62
Figura 4.6. Comparação entre os custos da perspectiva centralizada e da descentralizada das produtoras e distribuidoras de electricidade quando confrontadas com problemas de produção, transporte e/ou distribuição de energia eléctrica (Fonte: Little, 1999).....	63
Figura 4.7. Distinção entre as perdas na rede de distribuição e na de transporte em 2005 (Adaptado de DGEG, 2007e). ....	64
Figura 4.8. Perdas nas redes com a introdução de 10% de energia produzida por tecnologias de microgeração (Adaptado de Peças Lopes, 2007). ....	64
Figura 4.9. Destruição de postes de alta tensão após tempestade de neve (Fonte: WADE, 2007). ....	66
Figura 6.1. Esquema de posicionamento dos modelos de integração das tecnologias de microgeração (Adaptado de Sauter et al., 2005). ....	84

Figura 7.1. Número de consumidores portugueses de electricidade no ano 2005 (Adaptado de DGEG, 2007d).....	88
Figura 7.2. Período de retorno (PR) do investimento de painéis fotovoltaicos em Portugal (Adaptado de Voorspools et al., 1998). ....	91
Figura 7.3. Período de retorno (PR) do investimento de micro-eólicas em Portugal (Adaptado de Voorspools et al., 1998).....	91
Figura 7.4. Comparação entre as tarifas aplicadas às fontes de energia renováveis (ER) tendo por base o DL 225/2007 e a tarifa do regime bonificado do DL 363/2007 aplicada aos painéis fotovoltaicos (PV).....	92
Figura 7.5. Evolução dos preços correntes de electricidade no sector doméstico português (Fonte: EUROSTAT, 2007). ....	93
Figura 7.6. Aumento do preço de electricidade do sector doméstico português com diferentes taxas de crescimento: 15% (EL+15%/ano), a 7% (EL+7%/ano) e a 3% (EL+3%/ano) (preços constantes de 2007). ....	94
Figura 7.7. Resultado dum inquérito realizado a especialistas sobre as expectativas da evolução dos painéis fotovoltaicos no futuro (Adaptado de DECENT, 2002). ....	95
Figura 7.8. Resultado dum inquérito realizado a especialistas sobre as expectativas da evolução da energia eólica no futuro (Adaptado de DECENT, 2002). ....	95
Figura 7.9. Período de retorno do investimento não subsidiado em painéis fotovoltaicos (PV) e micro-eólicas (ME), para um investimento concretizado em 2012. ....	96
Figura 7.10. Mapa da distribuição da rede de gás natural em Portugal (Fonte: GALP ENERGIA, 2007). ....	98
Figura 7.11. Evolução do preço de electricidade (valores correntes e sem taxas) para os sectores doméstico e industrial português (Adaptado de EUROSTAT, 2007) . ....	101

## Índice de Tabelas

Tabela 3.1. Características de algumas micro-turbinas (Adaptado de Zamora, 2005 e CEEETA, 2001c).....	41
Tabela 3.2. Características das pilhas combustível para diferentes electrólitos (Adaptado de Zamora, 2005, WADE, 2003 e CEEETA, 2001e).....	45
Tabela 4.1. Impactes directos e indirectos das tecnologias de microgeração, calculados com base na média das emissões alemãs e na típica eficiência tecnológica alemã (Adaptado de Ackermann, 2001).....	55
Tabela 4.2. Área estimada de ocupação do solo necessária para a produção de energia de forma descentralizada (PD) e centralizada (PC) (Adaptado de WADE, 2007). ....	57
Tabela 4.3. Representação das emissões evitadas de CO <sub>2</sub> com a introdução de tecnologias de combustão interna em pequena escala. (Adaptado de Strachan e Dowlatabadi, 2002)....	58
Tabela 4.4. Decomposição do preço médio da tarifa de venda a clientes finais em baixa tensão (Adaptado de comunicação pessoal da E-value, 2006).....	62
Tabela 4.5. Número médio de postos de emprego gerados pelas diferentes tecnologias renováveis. (MWm: potência média de funcionamento da tecnologia, em MW) (Adaptado de Kammen et al., 2004) .....	69
Tabela 6.1. Número de unidades de microgeração instaladas no Reino Unido no ano 2005 (Adaptado de BERR, 2006).....	81
Tabela 7.1. Percentagem da energia produzida pelas 50 000 unidades de microgeração fotovoltaica e micro-eólica em 2010, para diferentes taxas de crescimento da procura eléctrica nacional (Adaptado de EUROSTAT, 2007e DGEGd, 2007).....	90
Tabela 7.2. Viabilidade económica da instalação duma microturbina em diferentes sectores da economia portuguesa (Adaptado de CEEETA, 2001g). ....	99
Tabela 7.3. Estabelecimentos hoteleiros em Portugal em 2006 (Adaptado de INE,2008). ...	102
Tabela 7.4. Estabelecimentos comerciais por área de exposição em 2005 (Adaptado de INE, 2008). ....	102
Tabela A.1. Dados utilizados no cálculo dos períodos de retorno dos painéis fotovoltaicos em Portugal. ....	119
Tabela A.2. Dados utilizados no cálculo dos períodos de retorno das micro-eólicas em Portugal. ....	120
Tabela A.3. Períodos de retorno do investimento actualizados dos cenários analisados. ....	121

# 1. Introdução

## 1.1. Enquadramento

As questões ambientais têm cada vez mais importância na economia das sociedades, principalmente no sector energético, pois, em 2005, este representou 72,9% dos gases de efeito de estufa em Portugal.

Como resposta às crescentes necessidades energéticas, as sociedades têm vindo a adoptar formas alternativas de produção de energia eléctrica cada vez mais limpas e mais eficientes, como por exemplo a adopção de unidades produtoras descentralizadas.

Na literatura científica não existe um consenso quanto à definição do conceito de produção descentralizada (ou geração distribuída). É comum utilizar-se a definição defendida por Ackermann et al. (2001) onde a forma de produção eléctrica dispersa consiste num “meio de produção de electricidade que tanto pode estar directamente ligada ao sistema de rede de distribuição como ser utilizado pelo consumidor em autoconsumo”.

Nesta definição não é definida nem a potência a injectar na rede, nem as diferentes tecnologias que se podem utilizar ou o modo de operação. No entanto, considera-se que a geração distribuída de energia utiliza pequenas unidades até 10 MW de geração de energia em pontos estratégicos do sistema eléctrico e principalmente próximos dos pontos de consumo (Borges et al. 2003).

Muitos artigos científicos têm vindo a ser desenvolvidos, desde a década de 90, abordando a integração das tecnologias de produção descentralizada no sistema centralizado sobretudo numa perspectiva técnica. Recentemente este tema tem vindo a ser estudado numa vertente mais política e comercial, continuando, no entanto, a ser desenvolvidos projectos inovadores na perspectiva tecnológica.

Em 2004, no projecto europeu DGFER - *Distributed Generation: Future Energy Resources*, foi desenvolvido um plano estratégico para o desenvolvimento da produção descentralizada num todo (DGFER, 2004). Neste guia de orientação foram realçadas questões no âmbito tecnológico e político, tendo sido apresentado um guia cronológico com medidas de implementação a nível da conexão e certificação destas tecnologias à rede, investigação e desenvolvimento tecnológico, questões comerciais e regras de mercado e apresentação de orientações políticas a seguir.

O facto de existir cada vez mais uma maior percepção por parte das populações locais aos impactes ambientais inerentes à produção em grande escala e às redes de transporte eléctrico, contribui positivamente para o desenvolvimento da geração distribuída. Gullí (2006) admite que estas novas tecnologias poderão ser a única solução disponível para satisfazer as necessidades crescentes da procura energética, tendo em conta os impactes associados à produção centralizada.

Estas fontes produtoras dispersas podem ser utilizadas de modo isolado, ou seja, fornecendo toda a energia necessária ao consumidor, ou de modo integrado com a rede eléctrica, fornecendo o excedente ou o total da energia produzida ao sistema eléctrico.

O facto destas fontes produtoras apresentarem uma elevada diversidade de gamas de potências a instalar, aumenta o seu potencial de aplicação. Estas podem ser aplicadas em residências, onde a potência de instalação típica é habitualmente inferior a 10 kW, em lojas de conveniência e restaurantes, com capacidades típicas da ordem de 8 a 100 kW, no sector comercial (hospitais, hotéis e condomínios, escritórios, centros comerciais, aeroportos etc., com capacidades entre 50 a 1000kW ou mais) e no sector industrial (tipicamente superior a 1000 kW) (Gama et al., 2003).

As tecnologias de produção de electricidade de baixas potências, habitualmente entre 5 kW a 100 kW, são denominadas por tecnologias de microgeração. Estas são utilizadas habitualmente para a produção de energia eléctrica junto dos próprios locais de consumo, estando ligadas directamente às redes de baixa tensão (BT).

Actualmente o grande desafio consiste na integração destas fontes descentralizadas no já existente sistema eléctrico centralizado, identificando os riscos e oportunidades de negócio inerentes à junção destes dois diferentes conceitos de produção eléctrica.

As principais vantagens de utilização crescente desta tecnologia devem-se por (Borges, 2003 e Gullí, 2006):

- Reduzirem os custos derivados das perdas de electricidade nas redes de transporte
- Atrasarem o investimento de expansão das redes de transporte e distribuição, visto que as unidades de produção de energia se situam perto dos consumidores
- Existirem uma elevada variedade de tecnologias, com diferentes gamas de potência e diferentes combustíveis, sendo possível os consumidores optarem por uma combinação mais económica e com maior fiabilidade de acordo com as suas necessidades
- Apresentarem um tempo de instalação reduzido e comportando riscos de investimento menos elevados, comparativamente aos da produção de energia centralizada.

- Apresentarem menores impactes ambientais, especialmente quando forem aplicadas fontes de energia renováveis.
- Reduzirem os custos de energia através da combinação da produção de calor e electricidade
- Contribuírem para a independência energética do país, principalmente na utilização de fontes de energias renováveis.

## **1.2. Objectivos e âmbito**

No presente trabalho, pretende-se, com base no potencial teórico de inserção das tecnologias de microgeração no Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e nas tecnologias disponíveis em Portugal, identificar os obstáculos que se colocam ao aproveitamento máximo dos seus contributos, bem como propor medidas para os ultrapassar.

Como base de trabalho utilizou-se a legislação portuguesa referente à microgeração, o custo de energia eléctrica proveniente da rede e o custo das tecnologias de produção eléctrica de baixa potência comercializáveis em Portugal.

A metodologia utilizada baseou-se por um lado, em pesquisa de literatura nacional e internacional sobre os temas das tecnologias de microgeração, eficiência energética e descentralização de produção energética; e por outro lado em contactos com fornecedores de serviços e equipamentos neste domínio em Portugal.

## **1.3. Organização da dissertação**

A título de enquadramento (cap. 2), elabora-se uma abordagem geral ao SEN e à sua evolução para o mercado liberalizado, fazendo-se referência às políticas nacionais e internacionais. É igualmente apresentada a evolução do panorama energético do país e suas consequências ambientais, tendo em conta a emissão de gases de efeito de estufa, as tecnologias de energias renováveis e os compromissos europeus e internacionais assumidos por Portugal.

Desenvolve-se o conceito de produção descentralizada de energia (cap. 0), de acordo com a literatura científica, e descreve-se sumariamente as actuais e melhores tecnologias de microgeração existentes no mercado.

Apresentam-se os contributos (cap. 4) que a implementação destas tecnologias poderão trazer para o SEN, bem como as barreiras à sua integração (cap. 5).

São apresentadas políticas energéticas direccionadas à integração das fontes dispersas no mercado eléctrico (cap. 6). Neste capítulo é elaborada uma revisão da legislação nacional até à data actual e algumas das políticas e modelos de integração das tecnologias de microgeração no SEN já aplicados noutros países.

Tendo por base a realidade energética portuguesa, são apresentados cenários onde é estudado o comportamento de determinados parâmetros económicos, por forma a tornar viável a integração das tecnologias de microgeração renovável em Portugal (cap. 7). Ainda neste capítulo, é estimado o mercado potencial para aplicação das tecnologias de microcogeração em Portugal, tendo por base um estudo desenvolvido pelo CEEETA em 2001 e as actuais estatísticas de vários sectores económicos.

Por fim, são apresentadas as conclusões e recomendações futuras (cap.8) quanto à integração destas *microfontes* de energia eléctrica nas redes de baixa tensão no SEN.



## **2. Sector Energético Português**

### **2.1. Enquadramento jurídico**

O Sistema Eléctrico Nacional (SEN) nacionalizou-se em 1975 tendo sido criadas “empresas públicas às quais foram conferidas, em exclusivo, em regime de serviço público e por tempo indeterminado, o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica: EDP, no Continente; EDA nos Açores; EEM na Madeira” (ERSE, 2007a).

A liberalização do sistema eléctrico teve por base o conjunto dos decretos-lei n.ºs 182/95 a 188/95, todos de 27 de Julho de 1995, e a aplicação dos princípios da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleciam as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Electricidade.

Neste novo mercado, a EDP – Electricidade de Portugal resultou da nacionalização e da fusão das principais empresas do Sector Eléctrico Português, tendo sido dado livre acesso às actividades de produção e distribuição de energia eléctrica, através da coexistência dum Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e dum Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV).

O processo global de liberalização do sistema eléctrico, teve por base os princípios referidos na Directiva 54/CE/2003, de 26 de Junho, tendo sido publicados em Diário da

República os decretos-lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto. Estes prevêm a criação de um Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), que se insere na filosofia expressa no acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha.

O decreto-lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro (adiante referido como DL 29/2006) veio estabelecer as bases e os princípios da organização e do funcionamento do SEN. Este passa a integrar as actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, bem como a operação de mercados eléctricos e a operação logística de mudança de comercializador de electricidade.

Actualmente, no SEN coexiste um Mercado Liberalizado (ML) e um Mercado Regulado (MR). Os agentes económicos podem optar por estabelecer relações contratuais com o comercializador regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), ou negociar outras condições com os comercializadores em ML.

No entanto, só a partir do dia 4 de Setembro de 2006 o ML passou a abranger todos as instalações, permitindo aos clientes em baixa tensão o acesso a este mercado. A partir dessa data, todos as instalações, independentemente do nível de tensão a que estão ligados às redes, têm condições para eleger o seu fornecedor de electricidade.

De acordo com o DL 29/2006, os actuais intervenientes no SEN são:

- Os produtores de electricidade
- O operador da rede de transporte de electricidade
- Os operadores das redes de distribuição de electricidade em Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT)
- Os operadores das redes de distribuição de electricidade em Baixa Tensão (BT)
- Os comercializadores de electricidade, incluindo o comercializador de último recurso
- Os operadores de mercados de electricidade
- O operador logístico da mudança de comercializador de electricidade
- Os consumidores de electricidade

Na Figura 2.1 estão representados os intervenientes actuais SEN:



**Figura 2.1. Intervenientes do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (Adaptado de EDP, 2007).**

Entende-se por Produtor de Electricidade em Regime Ordinário aquele que “não esteja abrangido por um regime jurídico especial de produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e electricidade” (DL 29/2006).

Considera-se Produção de Electricidade em Regime Especial a actividade de produção eléctrica a partir de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade. Estes produtores têm o direito de vender a electricidade que produzem ao Comercializador de Último Recurso.

O Transporte e a Distribuição de Electricidade são exercidos mediante a atribuição de concessões de serviço público. A actividade de transporte está jurídica e patrimonialmente separada das demais actividades desenvolvidas no âmbito do SEN.

A Rede Nacional de Transporte é actualmente exercida em regime de concessão de serviço público pela Rede Energética Nacional (REN), sendo esta a operadora e a gestora global do SEN.

A distribuição está juridicamente separada da actividade do transporte e das demais actividades não relacionadas com a distribuição. No entanto, esta separação não é obrigatória quando os distribuidores em BT abasteçam menos de 100 mil clientes. (ERSE, 2007b)

O Comercializador de Último Recurso foi criado para garantir o fornecimento a todos os consumidores de electricidade, independentemente de existirem ou não comercializadores livres interessados em fornecer energia (EDP, 2007).

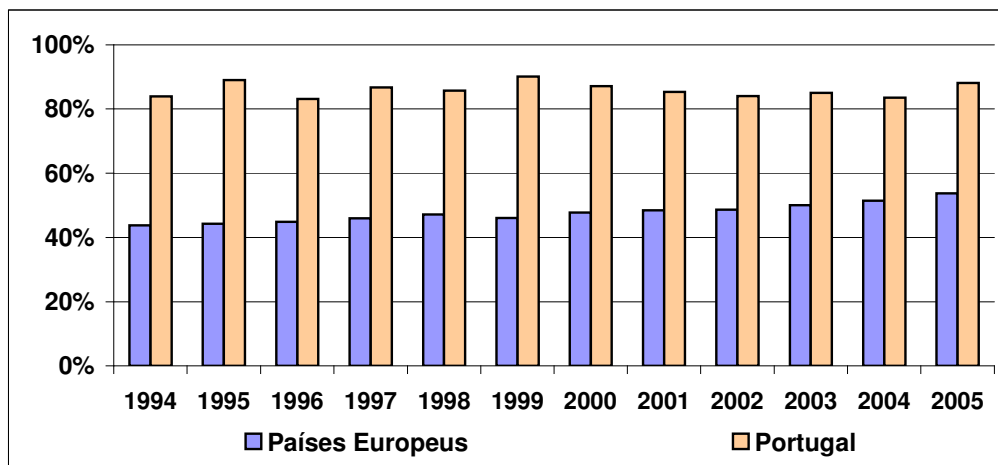
O Comercializador de Último Recurso é essencial enquanto o ML não estiver a funcionar com plena eficácia e eficiência, estando sujeito ao regime de tarifas e preços regulados pela ERSE. (ERSE, 2007b)

O Comercializador Livre pode comprar e vender electricidade aos agentes do mercado, tendo o direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas (ERSE, 2007b).

Por forma a facilitar a escolha do fornecedor aos consumidores, foi criada a figura do Operador Logístico de Mudança de Comercializador, sendo actualmente desempenhada pela EDP Distribuição (EDP, 2007).

## 2.2. Caracterização e indicadores

Em 2005, os países europeus apresentavam uma dependência energética de cerca de 50%, no entanto, nesse mesmo ano, Portugal registou uma dependência energética de 88 %, de acordo com os dados da EUROSTAT, conforme se constata pela Figura 2.2.



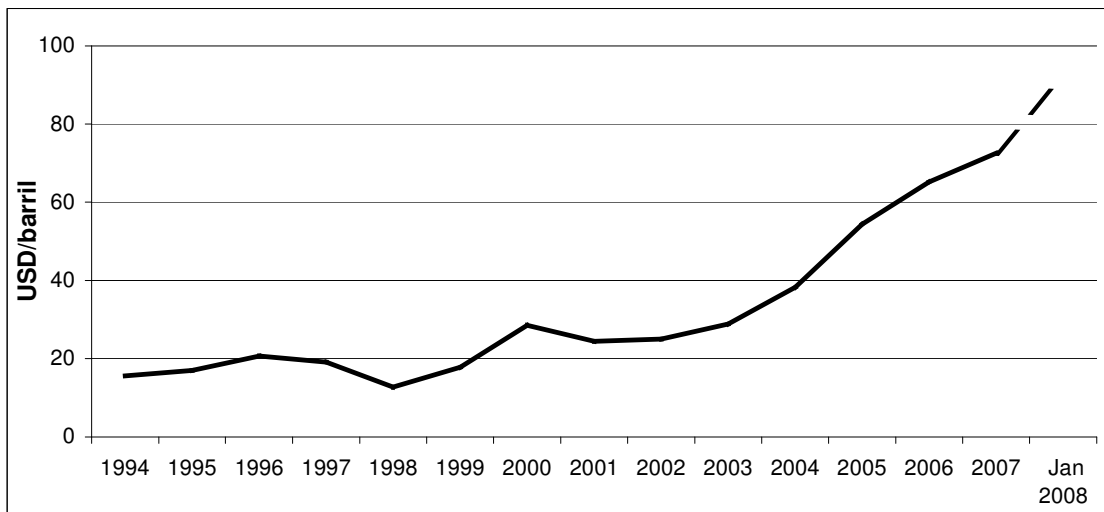
**Figura 2.2. Dependência energética europeia e portuguesa (Fonte: EUROSTAT, 2007).**

O cenário energético português assenta maioritariamente em importações de fontes primárias de origem fóssil, existindo ainda alguma contribuição dos seus próprios recursos como as energias hídrica, eólica, solar, geotérmica, biogás, lenhas e resíduos.

Em 2005, as cotações médias do *Spot Dated* do *Brent* (petróleo bruto de referência para a Europa) agravaram-se significativamente relativamente a 2004 (+42%), verificando-se um significativo aumento do peso da importação bruta e líquida de energia no PIBpm (4,6% e 3,7%) (DGEG, 2007a).

Em 2006, apesar das cotações médias do *Spot Dated* do *Brent* terem aumentado (cerca de 20%), apenas se traduziu em 7% do saldo importador de energia. Tal deveu-se ao facto do

ano 2006 ser um ano hidrológico bastante mais húmido que o de 2005, onde a redução de necessidades de fuel (-64,2%) e de gás natural para produção de electricidade (-14%) foram significativas; houve uma redução de “stocks” de produtos de petróleo de cerca de 500 mil toneladas; e uma quebra geral no consumo dos derivados de petróleo (-10,7%) (DGEG, 2007a).

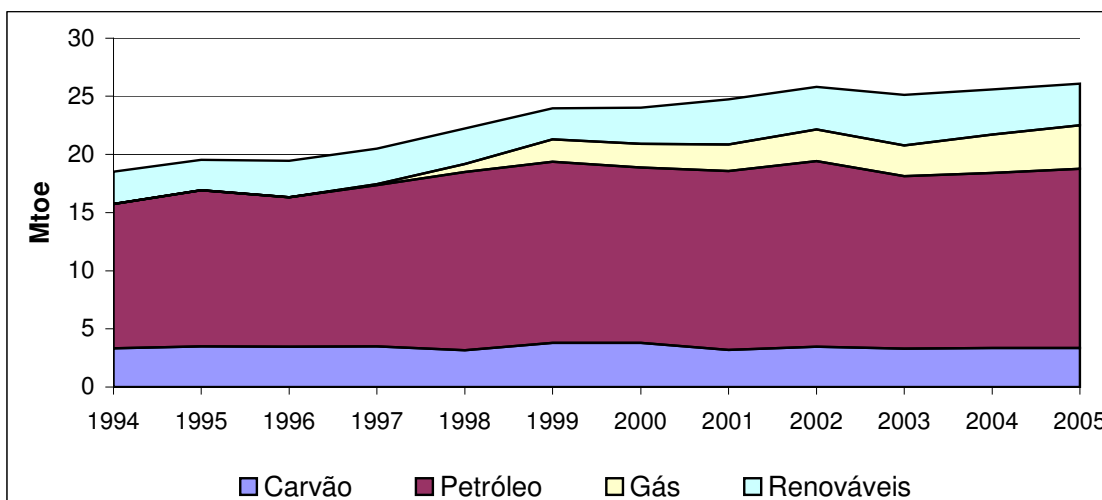


**Figura 2.3. Evolução das cotações do petróleo bruto (*Brent*) (Adaptado de DGEG, 2007b).**

Este nível de dependência dos recursos energéticos, aliado às flutuações dos preços internacionais das fontes de energia primária de origem fóssil (petróleo e gás), tornam o país bastante vulnerável em termos energéticos.

O consumo de energia primária em Portugal cresceu entre 5% e 8% por ano até 2001, tendo moderado o crescimento para 3% a 4% por ano até 2006.

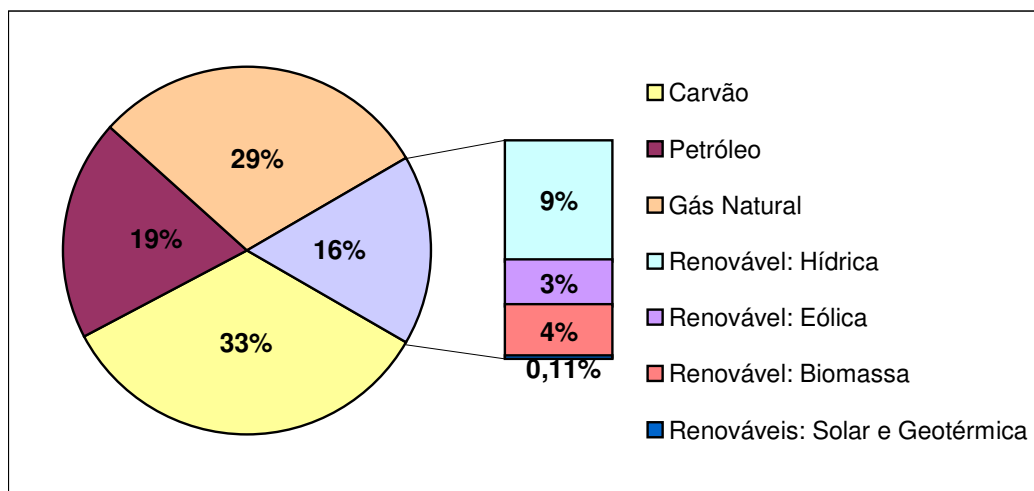
O petróleo representa actualmente uma percentagem significativa nos consumos energéticos portugueses, cerca de 58,7% do consumo total de energia primária em 2005. Com a introdução do gás natural em 1997, a diversidade da estrutura da oferta de energia aumentou, tendo diminuído a dependência do exterior em relação ao petróleo.



**Figura 2.4. Consumo de energia primária em Portugal (toe – tonnes oil equivalent ) (Adaptado de EUROSTAT, 2007).**

A evolução positiva do gás natural, levou a que em 2005 se atingisse 14% do total do consumo em energia primária, enquanto o consumo de carvão sofreu uma progressiva redução devido à sua elevada contribuição para as emissões de CO<sub>2</sub> nacionais.

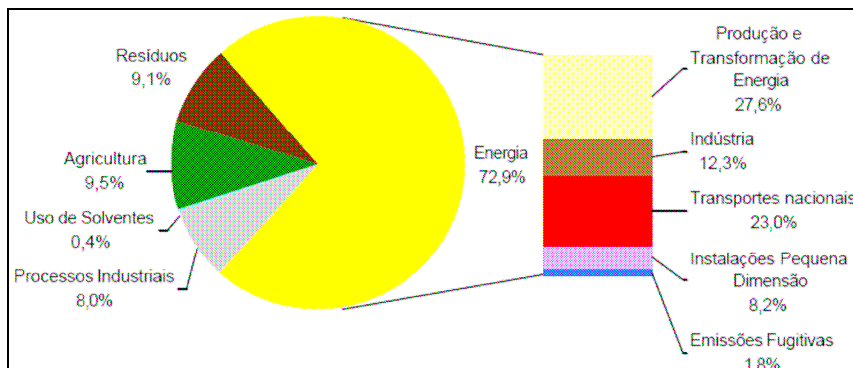
As energia renováveis, por dependerem bastante do potencial hídrico existente, em 2005, apenas contribuíram com 16% do consumo total de energia primária, visto este ano ter sido caracterizado por fenómenos de seca.



**Figura 2.5. Distribuição da energia eléctrica produzida em Portugal pelas diferentes fontes produtoras do SEN em 2005. (Adaptado de EUROSTAT, 2007)**

Actualmente a potência total instalada no SEN é de 14 GW (REN, 2008), tendo existido nos últimos anos um crescimento da potência instalada nas tecnologias de produção eléctrica mais limpas.

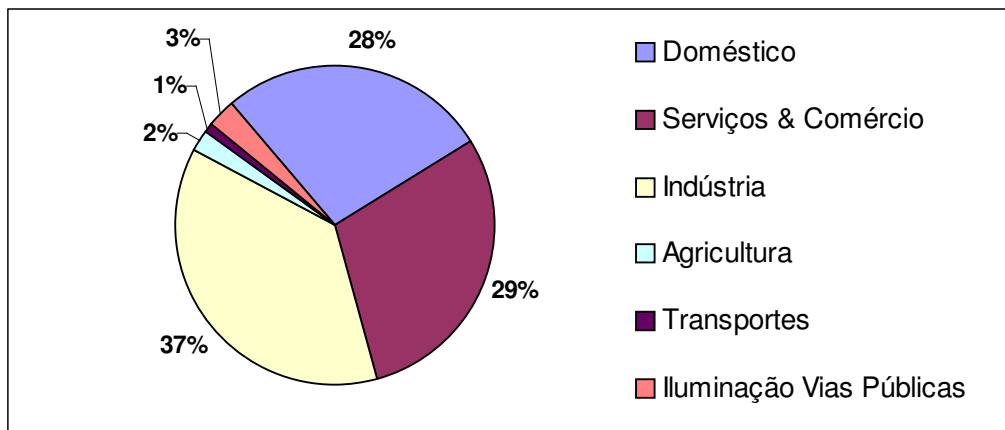
De acordo com o Relatório de Estado do Ambiente de 2006 (REA 2006), o sector de energia é dos mais contribuintes para o efeito de alterações climáticas, sendo o consumo eléctrico e os transportes os principais responsáveis pela emissão dos Gases de Efeito de Estufa (GEE).



**Figura 2.6. Emissões sectoriais de GEE do sector energético português em 2005**  
(Fonte: APA, 2007).

As emissões de  $\text{CO}_2$  *per capita* (emissões equivalentes de dióxido de carbono emitidas por habitante) resultantes de processos de combustão em Portugal foram de 5,87 t  $\text{CO}_2$  / cap., em 2005. No mesmo ano, Portugal registou uma intensidade carbónica de 2,32 t  $\text{CO}_2$  / toe, ou seja, por cada tonelada equivalente de fuel consumido emitiu 2,32 toneladas de  $\text{CO}_2$  para a atmosfera. A economia portuguesa apresentou uma intensidade energética de 210 toe / M€, o que indica que necessitou de consumir 210 toneladas equivalentes de fuel por cada 1 000 euros de riqueza produzidos (EUROSTAT, 2007).

Analizando apenas o sector eléctrico, um dos componentes energéticos com maior responsabilidade quanto às emissões de  $\text{CO}_2$  portuguesas, constata-se que os principais consumidores são o sector doméstico, o sector terciário (serviços e comércio) e a indústria.



**Figura 2.7. Consumo de energia eléctrica em Portugal por tipo de consumidor em 2005**  
(Adaptado de EUROSTAT e DGEG, 2007).

Portugal é dos países europeus com pior eficiência energética relativamente ao PIB produzido, tendo sido estimado para em 2003, um potencial de poupança elevado e economicamente viável, de 12 000 GWh/ano de electricidade, o que corresponderia a cerca de 26% do consumo eléctrico total nacional (Madeira e Melo, 2003).

## **2.3. Implicações ambientais**

### **2.3.1. Impactes ambientais do SEN**

O Sistema Eléctrico Nacional (SEN) apresenta diversos tipos de impactes ambientais nas suas diferentes actividades: produção, transporte e distribuição.

Um dos impactes ambientais associado à actividade de produção deve-se à queima de combustível fóssil que contribui para a depleção de recursos não renováveis. Neste aspecto as centrais a carvão são mais responsáveis do que as centrais a fuelóleo devido ao menor valor de PCI (poder calorífico inferior) do seu combustível.

Devido ao elevado contributo das centrais a fuelóleo em Portugal no fornecimento de energia eléctrica, as emissões totais de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> acompanham a variação da produção anual de electricidade. (Antunes, 2000).

A maioria das centrais térmicas da EDP apresentam o seu sistema de arrefecimento em circuito aberto, o que leva a que grandes volumes de água sejam retirados do seu meio natural e posteriormente descarregados com aditivos químicos, habitualmente cloro, em baixas concentrações (Antunes, 2000).

Os aproveitamentos hidroeléctricos apresentam um impacto negativo significativo tanto ao nível dos ecossistemas aquáticos, por efeito de barreira, como na degradação da qualidade da água, devido à diminuição do oxigénio dissolvido e ao enriquecimento em nutrientes. Os grandes aproveitamentos hidroeléctricos, apresentam ainda como consequência a inundação de elevadas áreas, afectando significativamente a ocupação de solo e a perda de biodiversidade (Antunes, 2000).

As principais influências nocivas a nível ambiental, associadas às actividades de transporte e distribuição de electricidade correspondem aos efeitos em termos de ocupação de solo, perda de biodiversidade, intrusão visual e ruído associados à instalação de linhas aéreas. Os eventuais efeitos prejudiciais para a saúde humana associados aos campos electromagnéticos poderão ser tidos em conta, no entanto não estão cientificamente provados.

No apêndice 1, encontra-se uma tabela síntese dos impactes ambientais do sistema eléctrico, quantificados quanto à sua significância para as diferentes categorias.



### 2.3.2. Alterações climáticas e compromissos ambientais

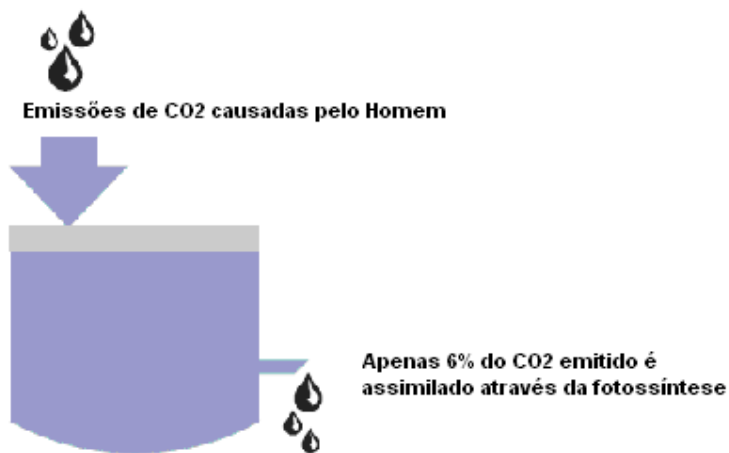
As variações do clima sempre influenciaram as actividades humanas independentemente de serem a uma escala pessoal do dia-a-dia ou até grande escala na evolução das civilizações.

A nível local, este fenómeno é geralmente de origem natural, mas existem variados exemplos de alterações climáticas com origem antropogénica como por exemplo o *smog*, que resulta da combinação entre nevoeiros naturais e fumos resultantes da queima de combustíveis fósseis. Este problema existiu em muitas localidades, sendo o caso de Londres o mais famoso desde o séc. XII.

Das alterações climáticas antropogénicas globais é o aquecimento global resultante do aumento do efeito de estufa atmosférico que representa o maior desafio ambiental do século XXI (Aguiar e Santos, 2007). A comunidade científica tem feito esforços no sentido de compreender melhor os fenómenos complexos associados às alterações climáticas por forma a conseguir adequar melhor as respostas a este problema global.

Actualmente é um facto que o aquecimento global, registado durante o século XX, é em grande parte de origem antropogénica, resultando em especial das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), nomeadamente o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), o metano ( $\text{CH}_4$ ), o óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) e outros gases (HFCs, PFCs,  $\text{SF}_6$ ).

As emissões antropogénicas adicionadas às emissões naturais, ultrapassam a capacidade de assimilação do planeta levando a uma subida da concentração destes gases na atmosfera consequentemente provocando o aumento do efeito de estufa.



**Figura 2.8. Balanço entre as emissões de  $\text{CO}_2$  antropogénicas e as emissões assimiladas pela fotossíntese. (Adaptado de Bachmann, 2005)**

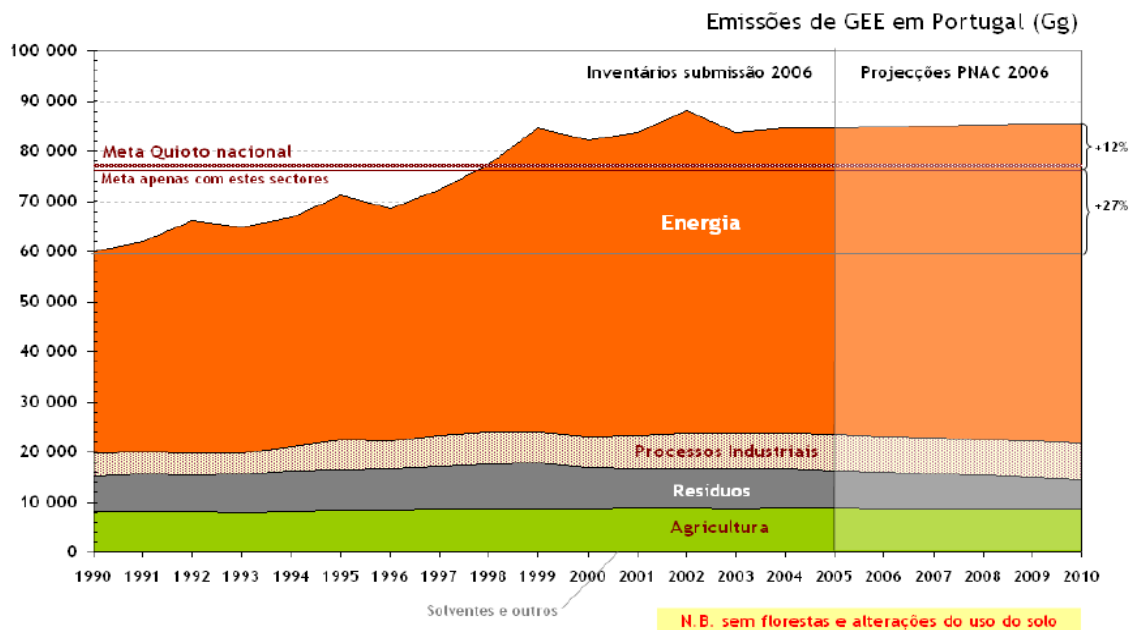
Apesar do fenómeno do aquecimento global ser global e ultrapassar as fronteiras de cada país, os impactes sobre a biosfera, hidrosfera, litosfera são particulares em cada região do planeta. Existem estudos que demonstram que o impacte negativo, como consequência do

aquecimento global do planeta, supera significativamente o impacto positivo verificado em qualquer que seja a região ou sector analisado (Aguiar e Santos, 2007).

A União Europeia indicou como valor máximo para o aquecimento global do planeta um aumento de 2°C, o que significa que a grande maioria dos países deverá reduzir as suas emissões e, segundo o princípio da equidade, será necessário um maior esforço por parte dos que actualmente mais emitem.

O Protocolo de Quioto é um instrumento internacional para a mitigação das alterações climáticas e tem por objectivo a redução de pelo menos 5% das emissões de GEE em relação às do ano de 1990, nos países desenvolvidos durante o período de 2008 a 2012. Neste instrumento foram definidos os tectos de emissões para os países que rectificaram o protocolo tendo os países da União Europeia visto uma redução de 8% nas suas emissões relativamente ao ano base de 1990. Portugal, no entanto, beneficiou de um aumento de 27%.

Esta meta, já foi atingida e ultrapassada em 1999, data em que foram contabilizadas 38,6% das emissões acima das emissões de 1990. Em 2005 os GEE situaram-se cerca de 45% acima do valor de 1990 (APA, 2006).



**Figura 2.9. Evolução das emissões de GEE em Portugal e projecções do PNAC 2006**  
(Fonte: Aguilar e Santos, 2007).

Como foi referido no capítulo 2.2 e pela análise da Figura 2.9, o sector com maior peso nas emissões de GEE é a energia.

O cumprimento dos tectos de emissão acordados no Protocolo de Quioto levou a União Europeia a definir metas de forma a aumentar a utilização de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Foi elaborada a Directiva 2001/77/CE em 27 de Setembro de

2001, onde foram indicadas metas individuais para cada Estado-Membro quanto à percentagem do consumo eléctrico nacional a partir de fontes de energia renováveis em 2010.

Portugal foi um dos Estados-Membros mais ambiciosos, tendo acordado uma meta de 39% de produção eléctrica consumida a partir de fontes renováveis para o ano 2010.

No mesmo ano, o Governo, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, apresentou um programa com objectivos e medidas para o sector energético nacional – Programa E4 - *Eficiência Energética e Energias Endógenas*.

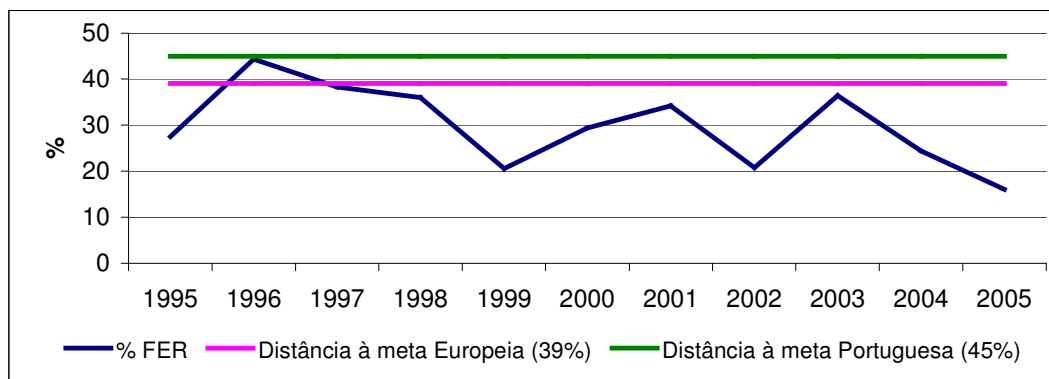
Em 2001, a microgeração era já reconhecida como uma fonte de produção eléctrica que facilitaria o acesso e o desenvolvimento da produção de electricidade por vias progressivamente mais limpas e renováveis (RCM 154/2001).

Este programa teve como principais de objectivos a segurança do abastecimento de energia, a redução da factura externa resultante da importação de produtos energéticos e o aumento da competitividade do sistema produtivo nacional seja pela abertura dos mercados, seja pelo desenvolvimento dum mercado único.

A actual política energética nacional, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, assenta nos seguintes objectivos:

- Garantir a segurança de abastecimento de energia, através da diversificação de recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética.
- Estimular e favorecer a concorrência, por forma a promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas.
- Garantir a adequação ambiental do processo energético.

Com estes objectivos o Governo anunciou uma produção de electricidade com base em energias renováveis de 45% do consumo em 2010, superando os 39% comprometidos com a União Europeia.



**Figura 2.10. Evolução do consumo eléctrico português de fontes de energia renovável (FER) e distância às metas europeias (39% até 2010) e portuguesas (45% até 2010) (Adaptado de EUROSTAT, 2007).**

Apesar de nos últimos anos ter havido um crescimento acentuado da potência instalada nestas tecnologias mais limpas (DGEG, 2007c), Portugal está ainda muito dependente do potencial hídrico, o que levou a uma contribuição de apenas 16% no ano 2005 por ter sido um ano caracterizado por fenómenos de seca.

De forma a atingir os compromissos ambientais a que Portugal se propôs, o actual Governo estabeleceu, na nova estratégia energética, novas metas a alcançar em 2010 abrangendo várias fontes de energia renovável. Um dos objectivos nacionais propostos pelo actual governo, foi a introdução de uma nova vertente de energias renováveis, promovendo um programa para instalação de 50 000 sistemas de microgeração até 2010, com incentivo à instalação de água quente solar em casas existentes.

## 3. Microgeração de Energia Eléctrica

### 3.1. O “novo” conceito de produção eléctrica

A produção descentralizada de energia é caracterizada pela sua geração de energia em pequena escala. Este conceito não é novo, pois os primeiros centros de produção de electricidade foram desenvolvidos segundo esta perspectiva. Em 1882, em Nova Iorque, foi construída a primeira central eléctrica no mundo que produzia tanto calor como electricidade aos edifícios em sua volta.



**Figura 3.1. Estação de Pearl Street, a primeira central de produção descentralizada (Fonte: WADE, 2007).**

As primeiras centrais eléctricas forneciam energia apenas aos clientes próximos da fonte de produção e as primeiras redes de distribuição funcionavam em corrente contínua, sendo o nível de tensão na rede limitado, bem como a distância entre a fonte de produção e o consumidor. A gestão entre o fornecimento de electricidade e as necessidades dos consumidores era realizada por meio de armazenamento de energia, como baterias, que estavam directamente ligadas à rede em corrente contínua (WADE, 2007).

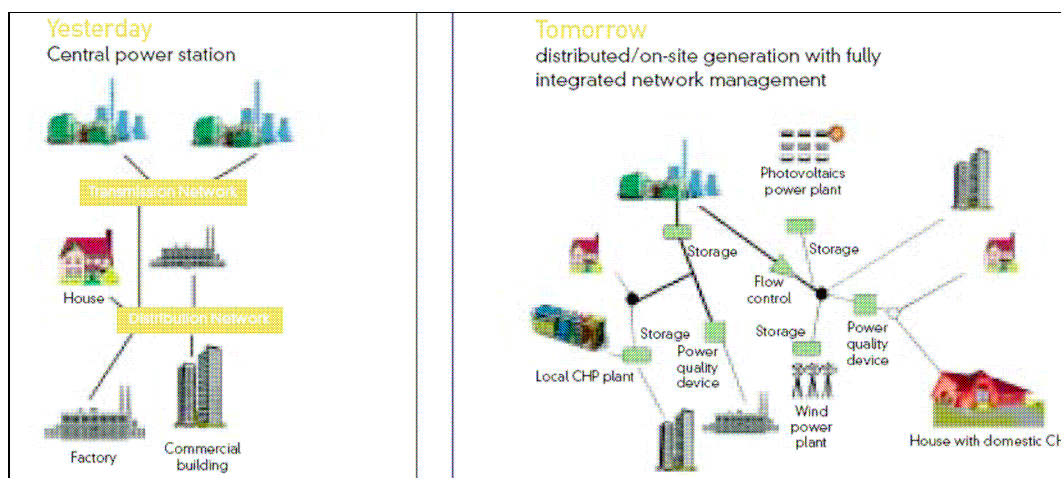
Mais tarde, com a evolução da tecnologia, surgem as redes eléctricas de corrente alternada, que permitem transportar a energia eléctrica até maiores distâncias e com economias de escala aliciantes, o que leva a um aumento das unidades de fontes de produção. Deste crescimento resultou num crescimento do número de clientes e num mais baixo custo de energia.

Os sistemas eléctricos foram, desta forma, construídos em massa segundo uma lógica centralizada, consistindo em redes de transporte e distribuição de energia em grande escala. Neste novo conceito de distribuição eléctrica, a gestão entre a procura e a satisfação das necessidades eléctricas é realizada através da análise das variações do diagrama de cargas. A segurança do abastecimento foi igualmente melhorada através da compensação de energia entre as diferentes centrais interligadas em rede.

Na última década, com os avanços da tecnologia, na área da produção eléctrica, e devido à mudança económica da energia e questões ambientais, tem havido um novo interesse na produção descentralizada.

Os factores que contribuíram para esta evolução foram, segundo a Agência Internacional da Energia (IEA, 2002):

- A liberalização do mercado energético
- Questões ambientais relacionadas com as alterações climáticas
- O desenvolvimento das tecnologias de produção de energia em pequena escala
- As dificuldades encontradas na construção de novas redes de transporte de energia eléctrica
- O aumento da procura eléctrica com elevada fiabilidade



**Figura 3.2. Duas perspectivas diferentes sobre a produção de energia eléctrica. Uma perspectiva do conceito actual de produção eléctrica e outra da produção descentralizada de electricidade, conjugada com a produção em grande escala (Fonte: CE, 2003).**

No paradigma actual, a energia é distribuída através de redes de distribuição até aos consumidores, mas existe já uma tendência para um modelo onde exista uma significativa injeção na rede de electricidade produzida de forma descentralizada.

Na literatura científica, ainda não existe um consenso comum quanto à definição do conceito de produção descentralizada. Muitos países definem-na com base no nível de tensão, outros partem do princípio que a produção descentralizada é aquela que está ligada directamente à rede que abastece os consumidores. Outros ainda definem como tendo algumas características básicas como por exemplo usar fontes renováveis, cogeração, não ser despacháveis, etc..

Ackermann et al. (2001) desenvolveram um trabalho onde analisaram as questões relevantes por forma a obterem uma definição mais precisa de “produção descentralizada”. Para isso avaliaram parâmetros tais como o objectivo deste tipo de produção energética, a sua localização, a taxa de produção descentralizada, as diferentes tecnologias, os impactes ambientais, o modo de operação, os responsáveis pelas instalações e a percentagem de injeção na rede.

No geral, Ackermann et al. (2001) definiram a produção descentralizada como “um meio de produção de electricidade que tanto pode estar directamente ligado ao sistema de rede de distribuição como através do consumidor”.

Para além do conceito de produção descentralizada, encontra-se vulgarmente na literatura científica outros conceitos semelhantes como geração distribuída ou produção distribuída. Estes dois conceitos são habitualmente usados como sinónimos da produção descentralizada, no entanto por vezes referem-se apenas às tecnologias de energia descentralizada que incluem a energia térmica e eléctrica (WADE, 2007).

Os conceitos de microgeração ou microprodução de energia referem-se às aplicações da produção descentralizada onde são utilizadas tecnologias com menores potências, habitualmente à escala de um produtor doméstico ligadas à rede pública de baixa tensão.

Em Portugal, de acordo com o decreto-lei 68/2002 de 25 de Março (adiante referido como DL 68/2002), o conceito de microgeração consiste na “produção de energia eléctrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública”. No entanto, “a potência a entregar à rede pública (...) não poderá ser superior a 150 kW”.

Segundo o decreto-lei 363/2007, de 2 de Novembro (adiante referido como DL 363/2007), a nova legislação portuguesa referente à microprodução, “o produtor de pequena escala tem o direito de fornecer energia à rede desde que pertença às unidades de grupo I”, ou seja, desde que a sua instalação de produção de electricidade monofásica em baixa tensão tenha uma “potência de ligação até 5,75 kW”.

Actualmente, na maioria dos países é habitual nos sectores eléctricos nacionais as tecnologias como centrais a carvão de elevada potência, parques eólicos, grandes barragens ou por vezes reactores nucleares estarem integradas numa produção centralizada.

Estas tecnologias produzem electricidade em grande escala e estão geralmente localizadas a longas distancia das populações, tendo a energia eléctrica de ser transportada através de redes de transporte de alta tensão. Esta tensão tem que ser posteriormente reduzida, por vezes mais do que uma vez, até chegar ao consumidor final, o que leva a perdas na rede entre 5 a 10%. Tal significa que as grandes centrais têm que produzir entre 5 a 10% mais energia do que a necessária (WADE, 2007).

A microgeração de energia eléctrica é considerada como um complemento às grandes centrais, visto que estas tecnologias são utilizadas junto dos próprios locais de consumo, evitando os custos adicionais da produção em excesso das macrocentrais.

As tecnologias de microgeração, do ponto de vista global reduzem os investimentos em redes de transporte e distribuição, e têm a mais valia de se poderem implementar em curtos períodos de tempo, com riscos de investimento muitas vezes menores (Ellern et al., 2003).

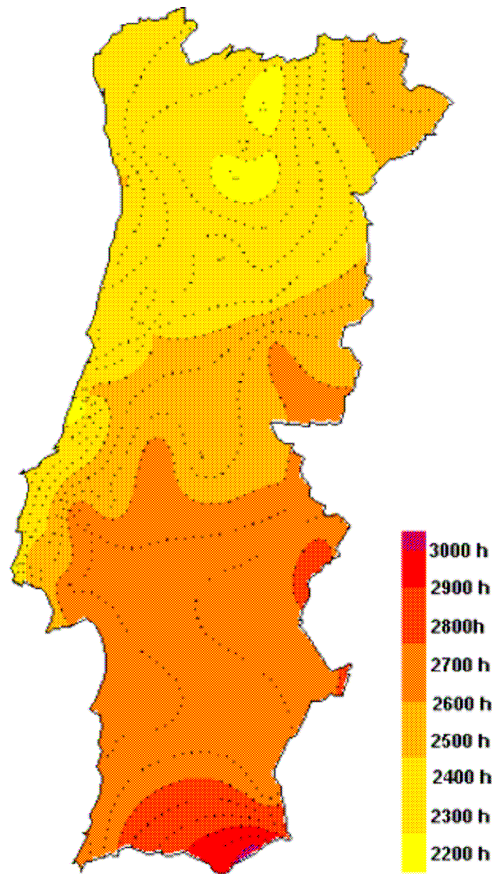
No subcapítulo seguinte enumera-se e caracteriza-se sumariamente as principais tecnologias utilizadas na produção descentralizada de electricidade. Estas tecnologias podem se classificar nas que estão actualmente em fase de comercialização (como painéis fotovoltaicos), as que estão a entrar num nível comercial (como as microturbinas) e as que apesar do seu elevado potencial, ainda se encontram em fase de desenvolvimento (como as pilhas de combustível).



## 3.2. Tecnologias de microgeração

### 3.2.1. Painéis fotovoltaicos

O sol é um recurso com elevado potencial energético, principalmente nos países do sul da Europa como Portugal. A nível nacional existe uma disponibilidade média anual de radiação solar de cerca de 2 200 a 3 000 horas. Em termos energéticos, em Portugal, esta exposição solar traduz-se no fornecimento de cerca de 1 400 kWh/kVA por ano (UE, 2008).



**Figura 3.3. Média anual de radiação solar disponível em Portugal continental. (Loureiro, 2004).**

No final do ano 2006, foi elaborado por representantes do IN+/IST, INETI e EDP, uma *Estratégia e Plano de Acção para o Fotovoltaico em Portugal* onde foi desenvolvida uma perspectiva da política portuguesa para o funcionamento do mercado das tecnologias fotovoltaicas no país.

Segundo este estudo, os sistemas fotovoltaicos em pequena e média escala integrados nos edifícios são os que apresentam maior valor eléctrico para a sociedade portuguesa, pois demonstram um maior potencial de expansão a longo prazo. Tal facto deve-se à extensa área disponível nos edifícios, contrariamente à esperada saturação de área no solo para os sistemas

fotovoltaicos em grande escala, bem como à elevada razão área/kWh necessária que compete com outros tipos de energia e outros usos do solo (Rodrigues et al., 2006).

Consoante a sua potência, os painéis solares apresentam diferentes aplicações. Os painéis de baixa potência, cerca de alguns miliwatts, são usualmente utilizados em mecanismos como calculadoras. Os painéis de média potência, habitualmente entre 1 a 10W, com uma tensão entre 3 a 12 V, encontram-se preferencialmente em rádios ou pequenas bombas de água. Enquanto que os de potência mais elevada, entre 10 a 60W, com uma tensão de 6 a 12 V, encontram-se com maior frequência em grandes bombas de água ou em resposta às necessidades eléctricas de caravanas (luz e refrigeração), e cada vez mais em habitações (CEEETA, 2001a).

O princípio básico de funcionamento desta tecnologia consiste na conversão directa da energia solar em electricidade através do efeito fotovoltaico. Ou seja, “a radiação luminosa ao incidir num material semiconductor, faz excitar os electrões da banda de valência para a banda de condução, devido à energia dos fotões incidentes, traduzindo-se na formação de pares de electrão-lacuna. Os materiais semicondutores, com campos eléctricos internos capazes de acelerar os pares electrão-lacuna, geram uma corrente eléctrica que alimenta um circuito eléctrico exterior” (CEEETA, 2001a).

Os grandes painéis solares fotovoltaicos são constituídos por células individuais que produzem uma potência eléctrica reduzida, cerca de 1 a 3 W com uma tensão de 1V. O tempo de vida útil destas tecnologias é de 20 anos (Voorspools et al., 1998). A maioria dos painéis são conectados em série, sendo os principais tipos de células solares:

- Células mono-cristalinas: representam a primeira geração de células fotovoltaicas. São células de silício cristalino com rendimentos eléctricos na ordem dos 16% (CEEETA, 2001a), sendo o mercado dominado (cerca de 90%) por este tipo de tecnologia (Joyce, 2007). No entanto as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras, pois apresentam necessidades energéticas muito elevadas no seu fabrico, devido à exigência de utilização de materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita (CEEETA, 2001a). Habitualmente o tempo de vida útil desta tecnologia é de 20 anos.

- Células poli-cristalinas: são idênticas às primeiras, mas apresentam rendimentos inferiores (cerca de 11 a 13%), visto que não necessitam de uma tão elevada perfeição dos cristais durante o seu fabrico, apresentando por isso um custo de produção inferior (CEEETA, 2001a).

- Células de silício amorfo: são consideradas de segunda geração, tendo uma participação de cerca de 10% do mercado de células fotoeléctricas. Uma grande vantagem deste tipo de células é o facto de serem formadas por películas muito finas sobre substratos

rígidos, o que permite a sua utilização como material de construção, tirando ainda o proveito energético. No entanto, os seus rendimentos eléctricos são mais baixos, na ordem dos 8 a 10%. Esta tecnologia encontra-se já disponível e na transição da fase piloto para a industrial (Joyce, 2007).

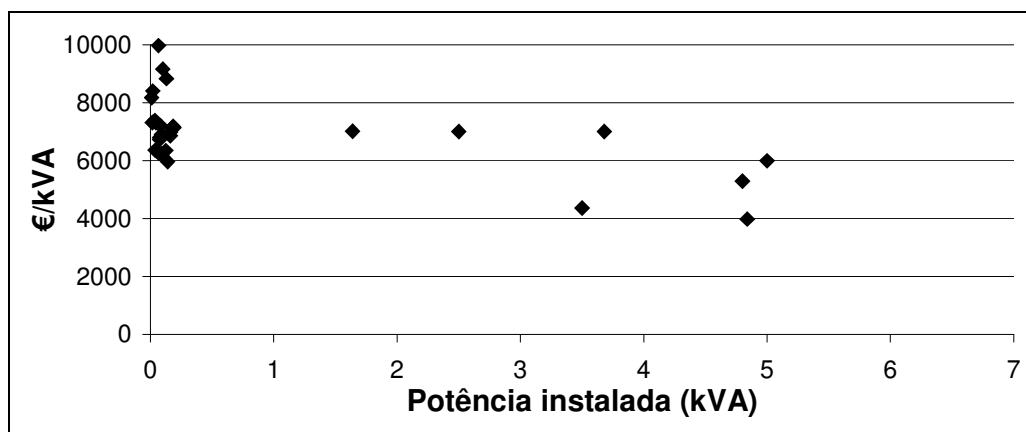
- Células de nanocristais: começam a surgir em laboratório, sendo consideradas as células fotovoltaicas de terceira geração. Estas são mais eficientes que as existentes, pois a absorção de um único fotão pode excitar dois até três electrões. Quanto maior for o número de electrões excitados pelo fotão, maior será a corrente eléctrica produzida pela célula fotovoltaica. Devido à sua reduzida dimensão, estas novas células podem ser aplicadas em substratos flexíveis ou mesmo sob a forma de tintas (Joyce, 2007).

A área da produção de energia eléctrica solar é uma área em grande evolução tecnológica existindo investigação em tecnologias de películas finas, em células orgânicas e em sistemas híbridos como termofotovoltaico. Um dos inconvenientes é o facto de serem necessários sistemas de armazenamento, como baterias, para um fornecimento contínuo de energia que para além de apresentarem tempos de vida útil inferiores ao dos painéis fotovoltaicos, vêm encarecer o investimento total nestes sistemas (Joyce, 2007).

No orçamento inicial destes sistemas é igualmente necessário incluir um inversor de corrente, que transforma a corrente contínua produzida pelo painel fotovoltaico em corrente alternada para ser consumida pelos equipamentos eléctricos.

Para os sistemas ligados à rede, o inversor para além de converter a corrente proveniente do painel fotovoltaico, assegura as funcionalidades e protecções impostas pelo decreto-lei n.º168/99 de 18 de Maio.

Em Portugal, começam a surgir cada vez mais empresas a comercializarem este tipo de produção eléctrica. No entanto os preços de instalação ainda não estão acessíveis a muitos dos consumidores portugueses. O gráfico seguinte demonstra a variação dos custos de acordo com a potência instalada de algumas tecnologias vendidas por empresas portuguesas.



**Figura 3.4. Variação dos custos de investimento na tecnologia fotovoltaica (dados de empresas em apêndice 2).**

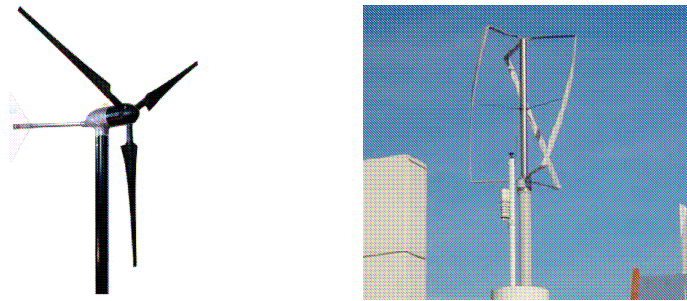
Com base na Figura 3.4 e através de comunicação pessoal com a Dr.<sup>a</sup> Gabriela Prata Dias, foi utilizado para efeitos de cenarização um valor médio actual do custo de instalação deste tipo de sistemas de 6 500 €/kVA.

### **3.2.2. Micro-eólicas**

As micro-eólicas são turbinas eólicas de menor potência, também denominadas por aerogeradores. Estas, como as de maior escala, convertem a energia cinética do vento em energia mecânica e consequentemente em energia eléctrica.

O vento é um recurso disponível na natureza, no entanto a sua intensidade não é regular e a sua disponibilidade depende do local, o que torna necessário recorrer a sistemas de armazenamento de energia (habitualmente, baterias ou sistemas híbridos com painéis fotovoltaicos) de modo a garantir maior segurança no abastecimento.

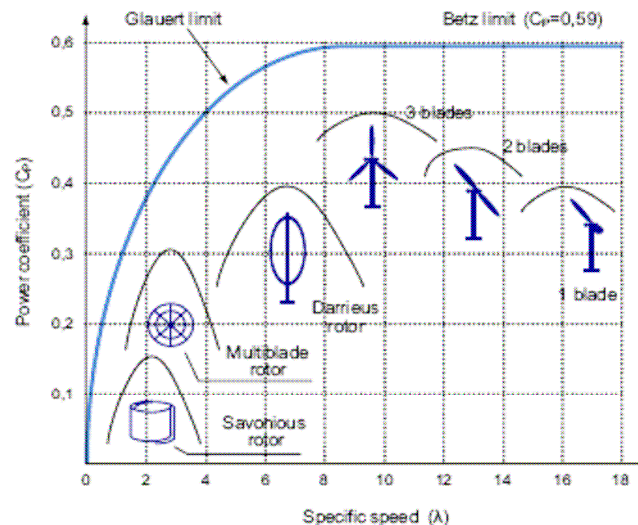
As turbinas eólicas podem-se classificar em turbinas de eixo vertical ou horizontal. As primeiras são actualmente pouco fabricadas, sendo a sua grande vantagem o facto do gerador se encontrar na base e de poder captar os ventos sem necessidade dum mecanismo de orientação. No entanto, as pás, ao girarem em movimento de rotação em torno do eixo vertical, estão sujeitas às variações dos ângulos e deslocamentos do vento, que afectam o rendimento da turbina e causam vibrações em toda a sua estrutura.



**Figura 3.5. Exemplo duma micro-eólica de eixo horizontal (esquerda) e duma de eixo vertical (direita).**

Actualmente existe uma certa convergência para as turbinas eólicas de eixo horizontal e três pás. No entanto, o mais importante não é o número de pás, mas sim a superfície varrida por estas, visto que a energia produzida está depende da densidade do ar, da área de varrimento das pás e da velocidade do vento. Assim, uma turbina eólica com apenas duas pás pode ter a mesma eficiência que uma turbina eólica de três pás (CEEETA, 2001b).

A figura seguinte mostra os coeficientes de potência ( $C_p$ ) para as diferentes tecnologias micro-eólicas, mantendo fixo o ângulo de incidência do vento. Este coeficiente é adimensional e traduz o rendimento energético de cada uma das tecnologias, tomando o valor máximo de 59,26%, pois é o rendimento máximo duma turbina eólica (Zamora et al., 2005).



**Figura 3.6. Curva de eficiência eléctrica das diferentes tecnologias de microeólicas (Fonte: Zamora et al., 2005)**

Uma turbina eólica de eixo horizontal é constituída por uma torre que permite elevar a turbina eólica até ventos mais regulares, por uma nave ou *nacelle* que contem o sistema mecânico, por um veio que permite a rotação das pás e transmite a energia mecânica ao gerador eléctrico e pelas pás que permitem “absorver” a energia cinética do vento (CEEETA, 2001b). Habitualmente apresentam um tempo de vida útil de 20 anos (Voorspools et al., 1998).

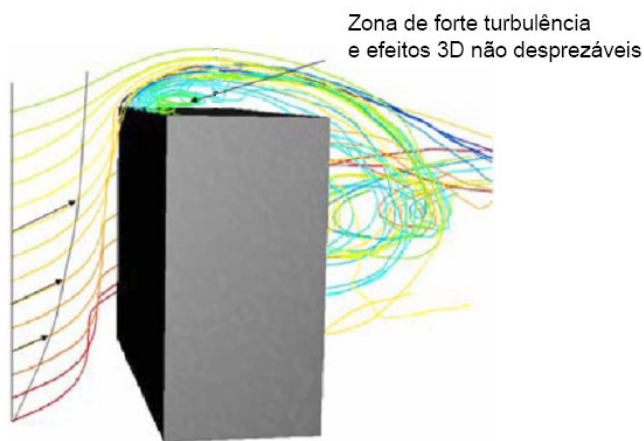
Os grandes potenciais de aplicação desta tecnologia são em zonas rurais com consumos isolados, em habitações unifamiliares, e cada vez mais, junto de maiores consumidores, em edifícios de habitação e serviços (Rodrigues, 2007).

Os problemas de ruído e vibrações, resultantes do funcionamento da microturbina, estão a ser cada vez mais minimizados, aumentando o potencial de integração destas tecnologias em meios urbanos.

Em 2007 o INETI - Instituto Nacional de Engenharia apresentou a primeira microturbina eólica elaborada em Portugal, no âmbito do projecto TURBan, com o objectivo de integrar esta tecnologia em ambiente urbano. Este projecto, desenvolvido no Departamento de Energias Renováveis e coordenado pela Doutora Ana Estanqueiro, consistiu na construção de uma microturbina eólica de elevado desempenho e baixo custo.

O principal obstáculo de investimento nas micro-eólicas está associado à incerteza de energia produzida devido à elevada variabilidade do vento em meio urbano, exigindo uma caracterização prévia do potencial eólico nas áreas construídas. No desenvolvimento deste trabalho será utilizado como valor de referencia de produção anual 800 kWh/kVA, com base em comunicação pessoal com a Dr.<sup>a</sup> Gabriela Prata Dias.

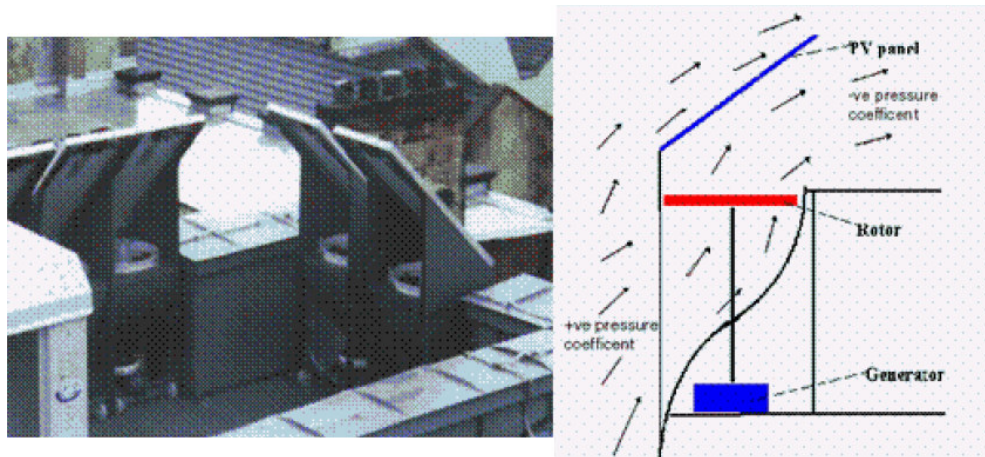
No topo dos edifícios existem zonas de forte turbulência, não havendo ainda modelos fiáveis de simulação de produção eléctrica, como existe para o caso das turbinas eólicas em grande escala.



**Figura 3.7. Efeito de turbulência do vento em meio urbano (Fonte: Estanqueiro, 2007)**

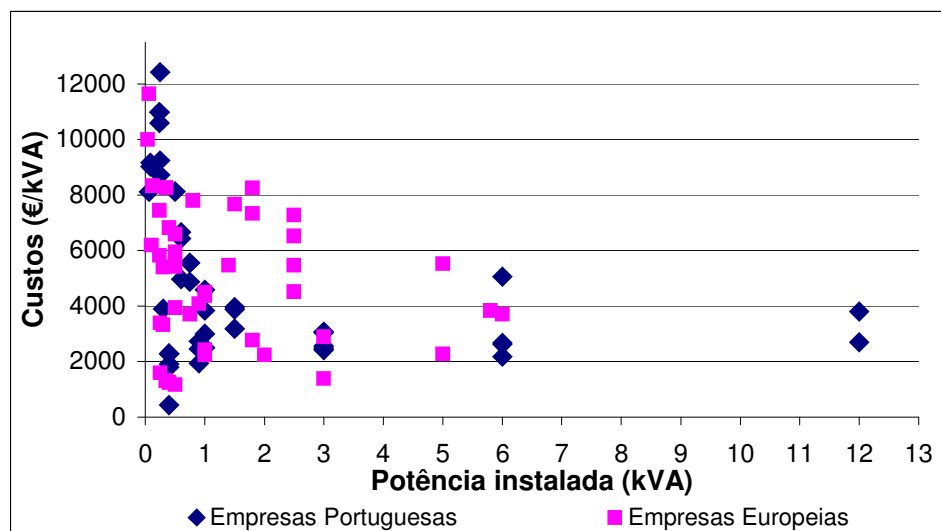
Para os consumidores com maiores necessidades de autonomia eléctrica, os sistemas híbridos de painéis fotovoltaicos com micro-eólicas apresentam uma elevada robustez em termos energéticos, pois não estão dependentes da vulnerabilidade de uma só fonte primária

de energia. O sol e o vento são dois recursos primários que normalmente estão desfasados e até com horas de incidência diferentes, o que torna estes sistemas mais fiáveis.



**Figura 3.8. Sistema híbrido de painéis fotovoltaicos e micro-eólicas inseridos em meio urbano (Fonte: Estanqueiro, 2007)**

Tal como no investimento dos painéis fotovoltaicos, as micro-eólicas apresentam ainda custos elevados por potência instalada.



**Figura 3.9. Variação dos custos das micro-eólicas consoante a potência instalada (dados de empresas em apêndice 2).**

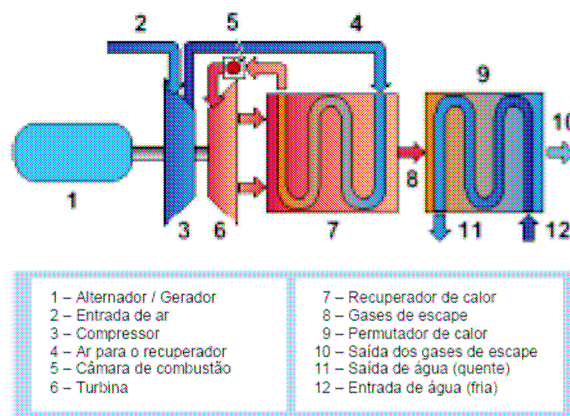
No presente trabalho será utilizado como valor de referência do custo destas tecnologias 3 500€/kVA, visto que as micro-eólicas com maior potencial de utilização, face à actual legislação portuguesa, são as de potências compreendidas entre 1 kVA e 5kVA.



### 3.2.3. Microturbinas

As microturbinas são um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador eléctrico. A maioria deste tipo de tecnologia apresenta como função principal a produção de energia eléctrica. No entanto, podem funcionar em cogeração (produção combinada de electricidade e calor), adicionando um permutador de calor. Por vezes são já criadas de raiz com recuperador de calor para o aproveitamento de energia térmica (CEEETA, 2001c).

Neste sistema, o ar é injectado para dentro do compressor onde é comprimido e forçado a sair para a parte fria do recuperador onde os gases da combustão vão pré-aquecer o ar injectado antes da sua entrada na câmara de combustão. Nesta é misturado o ar pré-aquecido e o combustível, sendo a mistura queimada em seguida. O calor libertado da combustão vai aumentar a temperatura da mistura ar-combustível, elevando a sua pressão. Esta mistura expande-se pela turbina, transmitindo energia mecânica ao veio, fazendo movimentar o compressor e o gerador. O ar da combustão é posteriormente canalizado através do recuperador, antes de sair pelo escape, de modo a alcançar maiores eficiências energéticas (CEEETA, 2001c).



**Figura 3.10. Esquema de funcionamento de uma micro-turbina com um único veio (Fonte: CEEETA, 2001c)**

A energia eléctrica produzida encontra-se em corrente alternada a altas frequências, tendo que ser “primeiro rectificada para corrente contínua sendo de seguida invertida novamente para corrente alternada, mas desta vez com uma frequência de 50 ou 60 Hz, pronta a ser utilizada” (CEEETA, 2001c).

Os combustíveis mais usados nas microturbinas são o gás natural, a gasolina sem chumbo, o gasóleo, álcoois, querosene e propano. Contudo, é o gás natural o combustível com maior potencial de utilização, pois apresenta um menor teor de emissões de poluentes gasosos, levando a um maior interesse de integração desta tecnologia em centros urbanos.



Geralmente a potência total disponível é superior a cerca de 30 kW e inferior a 250 kW (CEEETA, 2001c).

**Tabela 3.1. Características de algumas micro-turbinas (Adaptado de Zamora, 2005 e CEEETA, 2001c)**

<b>Modelo da microturbina</b>	<b>Potência eléctrica (kW)</b>	<b>Eficiência eléctrica (%)</b>	<b>Potência térmica (kW)</b>	<b>Eficiência em cogeração (%)</b>	<b>Emissões de NOx(ppm)*</b>
Capstone C 30 HP	30	27	55	88	< 9
Capstone C 60 HP	60	28	110	88	< 9
Turbec T 100	100	30	167	80	< 15
Bowman TG 80	80	27	150	89	(I. n. d.)

I. n. d. – Informação não disponível.

\* Emissões correspondentes ao funcionamento das microturbinas tendo como combustível gás natural.

Este tipo de equipamento apresenta eficiências eléctricas perto de 30%, em microturbinas com recuperador de calor pode atingir mais de 80% no rendimento global, em sistemas de cogeração, como se pode constatar pela leitura da Tabela 3.1.

Segundo Hart et al. (2001) os custos em 2000 eram cerca de \$1 000/kVA, sendo esperado uma queda para cerca de \$500/kW com o desenvolvimento desta tecnologia.

A cogeração em Portugal, é aplicada principalmente no sector industrial, devido às elevadas necessidades térmicas e eléctricas que justificam o esforço financeiro, sendo instaladas tecnologias com potências superiores à das microturbinas.

A Ecogen, com o apoio da DGEG, da Galp Transgás e da EDP Distribuição, foi pioneira no país, em 2002, quanto à instalação duma microturbina a gás natural funcionando a cogeração. O sistema de micro-cogeração integrou uma microturbina *Bowman* com potência eléctrica de 80 kW e térmica de 136 kW, reduzindo-se em cerca de 13% a libertação de CO<sub>2</sub> para a atmosfera, comparativamente com a produção convencional (separada) de calor e electricidade.

As microturbinas com gamas de potências mais baixas não são ainda muito comercializáveis no nosso país, sendo o custo médio por potência instalada de uma turbina a gás natural, propano ou a diesel cerca de 3 000 €/KVA (comunicação pessoal com a empresa Ecopower).

### **3.2.4. Motores**

Os motores podem ser distinguidos consoante o seu ciclo de combustão como por exemplo os motores de ciclo Otto onde ocorre combustão interna e os motores de ciclo Stirling com combustão externa.

#### *○ Motores Ciclo Otto*

Estes motores de combustão interna são muito comuns nos transportes (terrestres, marítimos e aéreos), mas também na produção de electricidade. O facto de ter possibilidade de produção combinada de electricidade e calor, permite obter melhor rendimento, podendo atingir 90%.

Existem já no mercado pequenos módulos de micro-cogeração equipados com motores de potência reduzida, com potencialidade de aplicação numa casa unifamiliar, em edifícios residenciais multifamiliares, num hotel ou numa pequena empresa (CEEETA, 2001d).

O mecanismo de funcionamento deste tipo de motores, consiste na conversão da energia química, contida no combustível, em energia mecânica. O ar e o combustível, após serem misturados, são comprimidos na câmara de combustão, sendo posteriormente inflamados devido a uma faísca produzida pela vela, fazendo explodir a mistura. Esta explosão dos gases faz accionar o veio de manivelas, produzindo a força rotativa necessária ao movimento do eixo da turbina.

Os combustíveis mais utilizados nos motores de ciclo Otto são: gasolina, biodiesel, gás natural, GPL, apresentando uma eficiência eléctrica compreendida entre 25% a 45%. No entanto, quando a funcionar em cogeração as eficiências podem situar-se entre 65% e 92%. Habitualmente a gama de potências situa-se entre 5 kW a 60 MW (CEEETA, 2001d).

#### *○ Motores Ciclo Stirling*

O motor Stirling é um motor térmico, de combustão externa, que funciona a partir da energia proveniente da expansão e contracção de um gás. Alguns destes motores Stirling foram já estudados quanto a sua viabilidade na cogeração de energia eléctrica, devido à sua elevada eficiência e por serem um método de produção de electricidade com baixo recurso aos combustíveis fósseis.

Estes motores são constituídos por duas câmaras com diferentes temperaturas que aquecem e arrefecem um gás de forma alternada, provocando expansões e contracções cíclicas, que fazem movimentar dois êmbolos ligados a um eixo comum. O gás habitualmente

utilizado é o ar, no entanto o hélio ou o hidrogénio sob alta pressão poderão ser usados nas versões de alta potência e rendimento.

O princípio de funcionamento consiste na transferência duma certa quantidade fixa de gás entre as extremidades fria e quente dum cilindro. Um dos pistões obriga o gás a deslocar-se e o outro faz variar o volume interno que acompanha as expansões e compressões do gás. Este tipo de motores trabalham em ciclo fechado, ou seja, o gás utilizado mantém-se sempre no interior do motor. Como meios de arrefecimento são utilizados água, ar, ou até cubos de gelo (Silva e Hoffmann, 2002).

As grandes vantagens destes motores devem-se ao facto de apresentarem uma capacidade variada de fontes energéticas, podendo utilizar gasolina, etanol, metanol, gás natural, óleo diesel, biogás, GPL, energia solar, calor geotérmico, biomassa e outros. Outra vantagem prende-se com o baixo nível de ruído, sendo esta tecnologia bastante silenciosa, aumentando o potencial de utilização dos motores Stirling em residências, substituindo os esquentadores actuais das cozinhas.



**Figura 3.11. Motores Stirling aplicados em residências (Fonte: CEEETA & BCSD - Portugal, 2006)**

Uma outra mais valia desta tecnologia é o facto de serem pouco poluentes, visto que a combustão é contínua, permitindo uma queima mais completa e mais eficiente do combustível do que nos motores a Ciclo Otto (Silva & Hoffmann, 2002).

No entanto o custo é a principal desvantagem, pois este motor ainda é aproximadamente duas vezes mais caro se comparado com um motor ciclo Otto de mesma potência. De acordo com os estudos da WADE (*World Alliance for Decentralized Energy*), o custo de investimento nestas tecnologias é cerca de \$2 000 a \$5 000/kVA (WADE, 2003).

Uma obstáculo técnico, deve-se ao facto dos motores Stirling de maiores rendimentos funcionarem a altas pressões, dificultando uma boa vedação essencial nas câmaras que contém o gás. Estes motores apresentam ainda tempos de resposta baixos para as necessidades dos consumidores, pois necessitam de um período de aquecimento antes de produzir trabalho

útil. Não é igualmente possível fazer uma variação rápida da sua potência, pois leva algum tempo para que o calor seja conduzido através das paredes dos cilindros para o ar no seu interior.

A potência disponível nos motores Stirling varia entre 2 a 10 kW, tendo um tempo de vida útil estimada em 40 000 horas (Silva & Hoffmann, 2002)

No norte da Europa, existem cada vez mais aplicações deste tipo de motores a nível doméstico, visto que as necessidades térmicas nestes países permitem um investimento economicamente viável comparativamente às necessidades térmicas dos países do sul da Europa, como Portugal.

### 3.2.5. Pilhas de combustível

Uma pilha de combustível é constituída por várias células de combustível ligadas em série. Cada uma destas células é um sistema electroquímico que converte directamente hidrogénio e oxigénio em electricidade, calor e água.

As células de combustível são constituídas por um par de eléctrodos separados por um electrólito, cuja produção de electricidade dura enquanto o abastecimento de hidrogénio e oxigénio for mantido. As pilhas de combustível são caracterizadas pelo tipo de electrólito que utilizam (alcalinas, de membrana de troca de protões, de ácido fosfórico, de carbonatos fundidos e óxido sólido) (CEEETA, 2001e).

As pilhas de combustível apresentam um princípio de funcionamento semelhante ao de uma bateria. Cada uma das células é composta por um ânodo e um cátodo porosos, cada um destes é revestido num dos lados por uma camada catalisadora de platina, e separados por um electrólito. O ânodo é alimentado pelo combustível (ex. hidrogénio molecular), enquanto que o cátodo é alimentado pelo oxidante (ex. oxigénio da atmosfera), ocorrendo a seguinte reacção química:  $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- + \text{calor}$

Os electrões libertados pela separação das moléculas de hidrogénio no ânodo são captados pela placa de platina e conduzidos através de um circuito eléctrico até ao cátodo, originando uma corrente eléctrica contínua (CEEETA, 2001e).

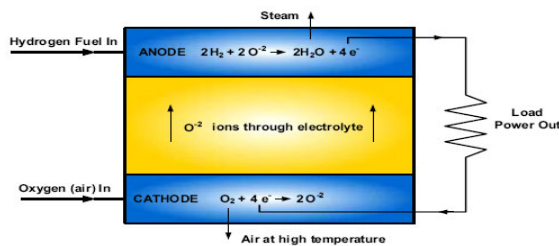


Figura 3.12. Esquema de funcionamento de uma célula combustível (Fonte: CEEETA, 2001e).

A eficiência eléctrica varia principalmente entre 33 e 65%, no entanto, o aproveitamento do calor libertado, ou seja, trabalhando através de ciclos combinados, permite atingir rendimentos na ordem dos 80%. Este rendimento eléctrico é superior ao que se obtém nos casos dos motores de combustão interna. A potência disponível neste tipo de tecnologia varia maioritariamente entre 50 a 1000 kW (CEEETA, 2001e).

**Tabela 3.2. Características das pilhas combustível para diferentes electrólitos (Adaptado de Zamora, 2005, WADE, 2003 e CEEETA, 2001e).**

	<b>Pilhas de ácido fosfórico (PAFC)</b>	<b>Pilhas com membrana de permuta protónica (PEMFC)</b>	<b>Pilha de óxido sólido (SOFC)</b>	<b>Pilha de carbonatos fundidos (MCFC)</b>	<b>Pilhas alcalinas (AFC)</b>
<b>Electrólito</b>	Ácido fosfórico	Membrana de polímero	Óxidos de ítrio e zircónio	Lítium, potássio, carbonato fundido	KOH (hidróxido de potássio)
<b>Temperatura (°C)</b>	60 – 90	70 – 80	800 – 1000	600 – 650	60 - 90
<b>Eficiência eléctrica (%)</b>	40%	30 – 45	45 – 60	45 – 50	55 – 70
<b>Gama de potência (kW)</b>	100 – 200	3 – 250	1 – 10 000	10 – 2 000	1 – 5
<b>Aplicações</b>	Hospitais, centros médicos, hotéis, escritórios, escolas, centrais de produção de energia, terminais de aeroporto, estações de tratamento de águas, resíduos e águas sanitárias.	Veículos ligeiros e edifícios; potencialmente são ainda aplicações mais pequenas como substitutos de baterias recarregáveis.	Aplicações de grande escala e de alta potência, incluindo centrais eléctricas de escala regional.  Os motores de veículos são também indicados, sendo no entanto necessários unidades auxiliares de energia (APU – Auxiliary Power Unit)	Aplicações eléctricas	Muito utilizada pela NASA

O facto das pilhas de combustível apresentarem baixas emissões poluentes, tempos de recarregamento rápidos (alguns minutos) e tempos de vida útil elevados, mais de vinte anos, confere a esta tecnologia um elevado potencial de aplicação em sistemas de produção descentralizada (CEEETA, 2001e).

As pilhas de combustível podem-se caracterizar em duas categorias distintas: as pilhas de combustível de baixa temperatura e as de alta temperatura. As primeiras apresentam uma menor dimensão com potências até 250 kW, rendimentos elevados e com uma resposta rápida

às necessidades energéticas do consumidor. As pilhas de combustível de alta temperatura têm maiores dimensões, com potências na ordem dos 2 MW e apresentam um rendimento mais elevado do que as anteriores (CEEETA, 2001e).

No Instituto Superior Técnico foi estudada a viabilidade de instalação duma Pilha Combustível NEXATM da Ballard, com potência constante (1,2 kW) durante as horas de ponta de consumo eléctrico (995 horas anuais). O projecto demonstrou um rendimento de 37,5% com um custo de energia de 2,2 €/kWh, o que ainda torna esta tecnologia pouco atractiva ao consumidor (Jesus, 2007).

### **3.2.6. Microhídricas**

A definição de microhídricas varia entre diferentes países e pode incluir sistemas desde baixa potência até alguns megawatts. No entanto, a definição mais comum consiste na produção hidroeléctrica até 300 kW (Microhydropower, 2007). Em Portugal, faz mais sentido definir estas instalações com potências até 100 kW, segundo o DL 312/2001 de 10 de Dezembro, ou até 150kW de acordo com o DL 68/2002 (Gonçalves, 2007).

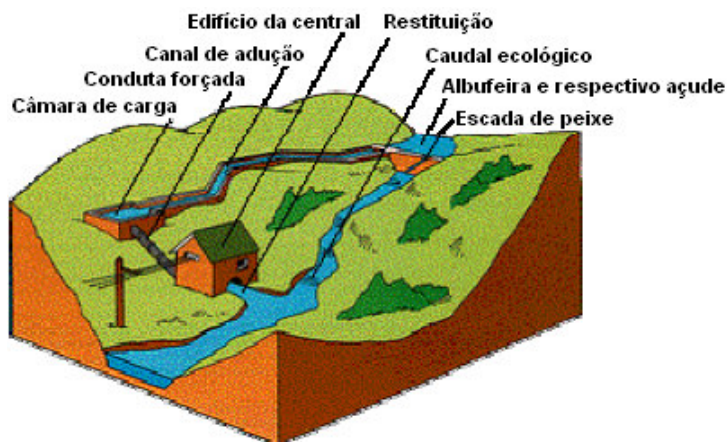
Esta forma de geração de energia pode ser considerada uma fonte eléctrica eficiente e segura, no entanto apresenta algumas desvantagens que devem ser ponderadas antes da sua construção, tais como:

- Fraca capacidade de resposta às necessidades energéticas da população;
- Impossibilidade de se poder aumentar a sua potência, visto que está confinada a um determinado caudal;
- Fraca produção eléctrica nos meses de verão, habitualmente mais secos que os restantes.
- Impactes ambientais mínimos que devem ser tidos em conta antes da construção, pois o caudal do rio deve ser assegurado para que não ocorram impactes negativos na ecologia local e infra-estruturas.

A energia produzida, por esta tecnologia, está dependente de dois grandes factores: o caudal do rio e a altura da queda da água.

Muitas destas tecnologias necessitam apenas duma pequena albufeira ou até de nenhuma para produzirem electricidade. Estes últimos tipos de sistemas desviam parte do caudal do rio para a turbina, sendo posteriormente devolvido ao curso do rio natural, produzindo deste modo, um impacto mínimo no ambiente, devendo ser garantida a minimização do efeito negativo na população piscícola e vida aquática .

Na figura seguinte estão representados os principais elementos constituintes de uma central mini-hídrica.



**Figura 3.13. Principais elementos de uma central mini-hídrica (Fonte: Castro, 2007).**

Uma das vantagens destas tecnologias consiste no aproveitamento de estruturas já existentes, como barragens ou açudes, para produção de energia eléctrica. Outro potencial de aplicação é em estruturas de condução de água e junto de saídas de ETAR de grandes dimensões.

O funcionamento destas microhídricas é semelhante ao de uma central hidroeléctrica, mas numa menor escala. Estas pequenas centrais hidroeléctricas podem funcionar acima de 6 000 horas por ano, com níveis de rentabilidade elevados, tendo-se averiguado que um baixo valor de potência instalada equivale ao dobro da potência numa central “standard” equivalente, com o mesmo custo (Gonçalves, 2007).

Devido às economias de escala e ao diferente número de equipamentos existentes em cada instalação, o custo por unidade de potência instalada aumenta conforme diminui a dimensão da central.

A aplicação destas tecnologias em Portugal com um máximo de potência de ligação à rede de 3,68 kW, de acordo com o regime bonificado do DL 363/2007, é bastante limitada. Estas tecnologias apresentam maior potencial em localidades rurais, no entanto o estudo da sua viabilidade de aplicação deve ser analisado individualmente para cada caso.

### 3.2.7. Tecnologias de armazenamento

Por forma a aumentar a segurança no abastecimento eléctrico o consumidor tem hipótese de adicionar à sua fonte de produção eléctrica sistemas de armazenamento de energia tais como baterias, bobinas e *flywheels* supercondutoras (SMES).

#### ○ *Baterias*

As baterias são sistemas de armazenamento de energia que permitem que esta seja acumulada, conservada e restituída mais tarde.

Estas são classificadas em baterias primárias e secundárias. As primeiras produzem electricidade a partir de uma reacção electroquímica, geralmente irreversível, o que as inutiliza, sendo as combinações mais usadas as baterias alcalina, carbono-zinco ou cloro-zinco, lítio, óxido de prata, zinco-ar ou mercúrio. As baterias secundárias necessitam de ser carregadas por uma fonte de alimentação externa antes de produzirem electricidade. Estas baterias conseguem armazenar mais energia do que as anteriores, sendo as baterias mais conhecidas as “chumbo-ácido” que têm a vantagem de ser facilmente recicladas (CEEETA, 2001f).

Uma bateria é geralmente constituída por uma série de acumuladores ligados entre si que formam um circuito fechado por onde circula a corrente eléctrica. No circuito externo, a corrente eléctrica é resultante de electrões, enquanto que no interior de cada acumulador a corrente é resultante da deslocação dos iões de um eléctrodo para o outro. Durante esta fase, as matérias activas esgotam-se e a reacção abranda até que a bateria deixa de ser capaz de fornecer os eléctrodos, o que significa que a bateria está descarregada. Invertendo o sentido da corrente eléctrica, a reacção química no interior da bateria volta a carregar novamente a bateria (CEEETA, 2001f).

Consoante a sua utilização, o tempo de vida útil de uma bateria varia de 1 a 7 anos, visto que quando a bateria não consegue apresentar uma carga superior a 80% da carga nominal, considera-se o seu ciclo de vida terminado. (CEEETA, 2001f)

#### ○ *Bobinas Supercondutoras*

As bobinas supercondutoras (SMES – *Superconducting Magnetic Energy Storage*) são um tipo de armazenamento de energia com uma eficiência muito elevada. A corrente contínua gerada cria um campo magnético onde é armazenada a energia.

O avanço tecnológico tem permitido a entrada desta nova tecnologia no mercado, com a possibilidade de competir com outras tecnologias mais comuns de armazenamento energético



já existentes devido ao seu maior desempenho em relação aos restantes sistemas de armazenamento.

As SMES respondem às necessidades energéticas de uma forma rápida independentemente dos valores requeridos serem elevados ou baixos. O tempo de armazenagem, constitui uma outra vantagem, pois são necessários menos de alguns segundos (CEEETA, 2001f).

- *Baterias Electromecânicas*

As baterias electromecânicas (ou *Flywheels*) conservam energia cinética por intermédio de um disco em alta rotação.

O mecanismo envolvido nesta forma de armazenamento de energia, consiste em atingir uma velocidade superior a cerca de 150 000 rotações por minuto e posteriormente utilizar a energia eléctrica armazenada nesse sistema. As flywheels são compostas por um rotor resistente que gira num espaço vazio permitindo minimizar as perdas aerodinâmicas, e por um motor/gerador que impulsiona a flywheel dando-lhe velocidade (motor), convertendo a energia cinética do rotor em energia eléctrica (gerador) (CEEETA, 2001f).

Esta nova tecnologia tem uma capacidade de armazenamento energético de cerca de 0,5 kWh até 500 kWh com perdas menores do que 0,1% da energia acumulada por hora, quando se utilizam chumaceiras magnéticas. A sua grande vantagem consiste em tempos de resposta de fornecimento de energia muito curtos permitindo atingir potências elevadas, no entanto não consegue acumular a energia durante muito tempo e os custos da sua aquisição são ainda bastante elevados. Estima-se que esta tecnologia tenha um tempo médio de vida de mais de 20 anos e o seu tempo de recarregamento seja inferior a 1 hora (CEEETA, 2001f).

### **3.2.8. Chillers**

Um *chiller* de água é uma máquina que tem como função arrefecer água ou outro líquido em diferentes tipos de aplicações, através de um ciclo termodinâmico.

Os *chiller* de absorção têm como princípio de base um sistema termoquímico, não existindo componentes móveis no sistema (para além das bombas hidráulicas necessárias), o que proporciona uma vida útil longa, geralmente superior a vinte anos, e exigindo muito pouca manutenção. Os *chillers* de absorção de queima indirecta apresentam a vantagem de funcionarem com uma ampla gama de fontes quentes: vapor de baixa pressão, água quente, energia solar e processo de purga quente. Os *chillers* de absorção apresentam um coeficiente de performance (COPs) de 1,1, no entanto representam um investimento inicial muito elevado. Nas aplicações de micro-cogeração, a água quente produzida aumenta o número de

horas de funcionamento anual do sistema. Esta utilização combinada poderá ser interessante em edifícios de escritórios, onde existem necessidades de calor para aquecimento ambiente no Inverno, e grandes necessidades de frio para arrefecimento ambiente no verão (CEEETA, 2001f).

A produção combinada de electricidade, calor e frio, é também denominada por trigeração. Esta é uma tecnologia recente e pode aumentar a eficiência de utilização dos combustíveis comparativamente à produção em separado. Este novo conceito está a tornar-se economicamente viável devido à comercialização dos *chillers* de absorção (Oztop et al., 2006).

Os *chillers* de adsorção são uma instalação térmica que converte calor em frio por um processo exotérmico. Enquanto que o fluido no *chiller* de absorção se mistura com o absorvente para formar a solução, o *chiller* de adsorção utiliza apenas água como refrigerante e um gel de sílica como adsorvente.

Os *chillers* de adsorção com gel de sílica podem funcionar com temperaturas inferiores a 80 °C, o que os torna mais interessante que os *chillers* de absorção em aplicações onde a fonte de calor é de baixa temperatura, como por exemplo integrados em sistemas solares térmicos (CEEETA, 2001f).

A eficiência dos *chillers* de adsorção é semelhante à dos *chillers* de absorção para a gama de temperaturas entre 70 e 85° C, mas estes últimos têm um melhor desempenho para temperaturas mais elevadas (entre 95 e 150° C).

Os *chillers* de adsorção podem utilizar-se mesmo com fontes de calor de baixa temperatura (55° C) com um Coeficiente de Performance (COP) de 0,5 – 0,6 (CEEETA, 2001f). Neste tipo de tecnologia, o consumo de electricidade é cerca de 6% da capacidade do *chiller*.

Os *chillers* de adsorção que usam gel de sílica não apresentam riscos para o ambiente, pois este gel é quimicamente neutro (SiO<sub>2</sub>). Como todas as novas tecnologias, a grande desvantagem dos *chillers* de adsorção reside no seu elevado custo. Por exemplo, o preço de um *chiller* de adsorção com gel de sílica ronda os 500 €/kW (CEEETA, 2001f).

### **3.3. Exemplos de aplicação de tecnologias de microgeração**

#### **3.3.1. BedZED**

O empreendimento Beddington Zero Energy Development (BedZED) situa-se na área de Beddington, cerca de 20 km do centro de Londres. Este é o maior empreendimento sustentável do Reino Unido, tendo sido adoptado um conceito de “carbono zero”.

Esta comunidade sustentável foi construída entre 1999 e 2001, sendo um exemplo de aplicação de boas práticas e de desenvolvimento e aplicação de estratégias energético-ambientais (Tironenunes, 2007).

Neste empreendimento estão integrados espaços para habitações domésticas juntamente com espaços para serviços. As habitações apresentam a fachada virada para sul, de modo a maximizarem os ganhos de calor provenientes do sol, enquanto que os espaços de serviços são orientados para norte, com o objectivo de diminuir a necessidade de refrigeração através de aparelhos como ar condicionado (Tironenunes, 2007).

O empreendimento foi idealizado para que as necessidades energéticas fossem mínimas, tendo sido adoptados sistemas solares passivos e de arrefecimento passivo, de modo a obter o conforto higrotérmico através do funcionamento natural das construções.

A energia consumida é no mínimo equivalente à energia produzida, sendo proveniente de fontes renováveis, como micro-eólicas, fotovoltaicas e pequenas microturbinas a cogeração, onde, nesta última são utilizados ramos de árvores, como combustível primário, que de outro modo seriam depositados em aterros. Como a madeira é um combustível neutro em carbono, visto que o CO<sub>2</sub> libertado na combustão é equivalente ao CO<sub>2</sub> assimilado pela árvore em crescimento, a filosofia de carbono zero é mantida.

Através da aplicação duma arquitectura bioclimática e do aproveitamento de fontes renováveis, este empreendimento conseguiu alcançar uma necessidade de aquecimento de cerca de 10% de uma casa típica. No ano 2003, os resultados da monitorização demonstraram uma redução no consumo de electricidade de cerca de 25%, comparativamente à média do Reino Unido, tendo sido registado um consumo médio diário de 3 kWh por habitante.

### **3.3.2. Green Hotel Madeira**

Segundo a AREAM - Agência Regional da Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira, o projecto do Green Hotel Madeira pretende, através das melhores soluções tecnológicas e pouco poluentes, atingir um nível de sustentação elevado a nível da energia, água e mobilidade. Neste projecto são tidos em conta conceitos como a eficiência energética a nível dos edifícios, dos equipamentos e da utilização racional de energia, a eficiência no consumo de água utilizando as águas residuais tratadas nos jardins, a mobilidade sustentável, a gestão de resíduos e a educação ambiental (visitantes, hóspedes e funcionários do Resort) (AREAM, 2006)

Neste complexo turístico pretende-se alcançar um consumo de 100% de energia eléctrica proveniente de fontes renováveis, através da aplicação das melhores soluções energéticas e ambientais. Este complexo, planeado para a zona do Caniçal na ilha da Madeira,

será formado por um hotel e uma marina. O hotel terá 165 quartos com uma capacidade para 250 hóspedes.

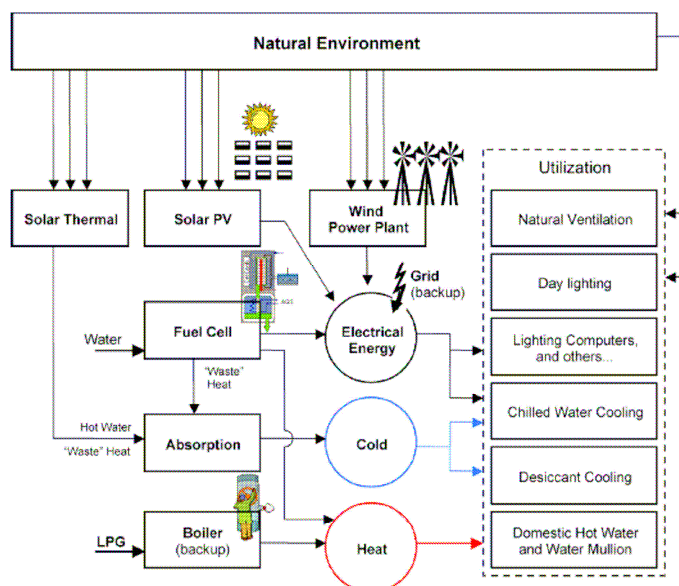
Neste projecto será implementado um conjunto de diferentes tecnologias renováveis, integrado numa construção sustentável, juntamente com soluções de dessalinização da água e reciclagem de água e resíduos orgânicos.

Visto que o turismo é uma das actividades mais importantes para a economia local e com elevado impacte ambiental, principalmente durante a época do verão, um dos objectivos deste projecto consiste na divulgação duma imagem ambiental positiva, de modo a servir de exemplo para os turistas, público em geral e principalmente, para os restantes complexos turísticos da ilha.

A maioria da energia consumida será produzida junto do complexo, de modo a maximizar a eficiência energética das necessidades de aquecimento, refrigeração, ventilação e iluminação do complexo.

A nível local, foi estudada a instalação de 400 m<sup>2</sup> de colectores solares parabólicos para aquecimento de águas quentes sanitárias estando o sistema de aquecimento de águas domésticas interligado com o sistemas de ar condicionado, de modo a que o calor libertado por estes aparelhos contribua para aquecer a água. Nos sistemas de ar condicionado estão igualmente integradas tecnologias como *chiller* de absorção para produção de ar frio.

Para fins de demonstração, foi estudada a instalação de 60 m<sup>2</sup> de painéis fotovoltaicos para alimentação dum electrolisador para produção de hidrogénio que irá alimentar equipamentos de iluminação pública através duma pilha de combustível.



**Figura 3.14. Componentes do Sistema Energético do complexo hoteleiro Green Hotel Madeira (Fonte: Mendes, 2001).**

Actualmente já estão construídos os edifícios onde se encontra a funcionar a dessalinisadora com um sistema de recuperação de energia, estando, no entanto, a construção do projecto muito atrasada em relação ao previsto. Este atraso levou à expiração do projecto comunitário que previa o co-financiamento dos equipamentos, permanecendo até ao momento uma incógnita quanto à sua evolução em termos de concretização no terreno (Comunicação pessoal da AREAM, 2007).

## 4. Contributos da Microgeração

### 4.1. Desempenho ambiental

#### 4.1.1. Aspectos gerais

As questões ambientais têm cada vez mais peso nas políticas europeias. A regulamentação ambiental tem vindo a incentivar os intervenientes do sistema eléctrico a procurar fontes energéticas mais limpas e eficientes. Desta forma, a produção descentralizada vem dar o seu contributo a estas novas orientações políticas.

O aproveitamento de biomassa e resíduos agrícolas para produção eléctrica é uma das possíveis aplicações da produção descentralizada no meio rural utilizando tecnologias como os motores Stirling (Podesser, 1999).

A integração de fontes de energias renováveis em pequena escala na rede permite uma redução dos gases de efeito de estufa e, consequentemente, a mitigação do aquecimento global. O projecto *Microgrids* (Peças Lopes et al., 2003) defende uma melhoria ambiental através da implementação de pequenas fontes de produção eléctrica no sistema de distribuição da rede. O facto das fontes produtoras se situarem junto dos consumidores permite uma maior percepção dos consumos efectuados e da eficiência energética utilizada junto dos clientes.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE) em 2006 o sector eléctrico mundial contribuiu cerca de 40% para as emissões globais de dióxido de carbono, sendo este um dos sectores com maiores perspectivas de crescimento.

Os estudos apresentados pela Aliança Internacional para a Energia Descentralizada (WADE) apontam para um elevado potencial de redução de emissões a nível dos sectores económicos com maiores necessidades energéticas, como nos edifícios, resultante das necessidades eléctricas, de aquecimento e de refrigeração; nas cimenteiras, sendo estas responsáveis por 3 a 5% das emissões globais de CO<sub>2</sub>; e nas indústrias da cana do açúcar, onde existe um grande potencial de produção de calor e electricidade, principalmente nos países em desenvolvimento (WADE, 2007).

Numa escala mais abrangente, a WADE considera que o investimento da produção descentralizada pode reduzir em cerca de 50% estas emissões globais de CO<sub>2</sub>.

#### 4.1.2. Impactes ambientais das tecnologias

Os impactes ambientais associados às tecnologias de microgeração diferem consoante a tecnologia e combustível utilizados. Na tabela seguinte, Ackermann et al. expõem as diferentes influencias no ambiente, tendo sido internalizadas as emissões directas e indirectas de cada uma das tecnologias (Ackermann, 2001).

**Tabela 4.1. Impactes directos e indirectos das tecnologias de microgeração, calculados com base na média das emissões alemãs e na típica eficiência tecnológica alemã (Adaptado de Ackermann, 2001).**

Tecnologia	SO <sub>2</sub> (kg/GWh)	NO <sub>x</sub> (kg/GWh)	CO <sub>2</sub> (t/GWh)	CO <sub>2</sub> e CO <sub>2</sub> equivalente para o metano (t/GWh)
Central a carvão	630-1370	630-1560	830-920	1240
Central a gás (ciclo combinado)	45-140	650-810	370-420	450
Grande hídrica	18-21	34-40	7-8	5
Pequena hídrica	24-29	46-56	10-12	2
Eólica	10-16	14-22	10-17	11
Painéis fotovoltaicos (policristalinos)	260-330	250-310	190-250	228

Pela tabela, é possível verificar que as emissões de uma central a carvão são no geral, superiores às das tecnologias renováveis, bem como às das centrais de ciclo combinado a gás.

As elevadas emissões associadas aos painéis fotovoltaicos devem-se às significativas necessidades energéticas que são necessárias no fabrico desta tecnologia.

Nos sistemas de armazenamento energético, como as baterias, ou nas pilhas de combustível, não existem emissões directas. No entanto, o combustível consumido para a produção das baterias não deve ser desprezado na quantificação das emissões totais destes sistemas de armazenamento energético. No caso das pilhas de hidrogénio, as emissões indirectas dependem do tipo de energia utilizada para produzir o hidrogénio.

Ackermann et al. (2001) defendem que as tecnologias de pequena escala, apesar de não demonstrarem ser totalmente eficazes quanto à diminuição dos impactes ambientais das centrais a ciclo combinado, poderão levar a uma significativa redução das emissões das grandes centrais a carvão.

Allison e Lents (2002) admitem que a microgeração terá um papel importante na redução da poluição do ar a nível local, regional e também global, visto que os encargos da produção eléctrica em grande escala são cada vez maiores devido ao elevado controlo de poluição exigido à implementação de novas centrais a gás de ciclo combinado.

No entanto, segundo os mesmos autores, a produção descentralizada substituirá mais facilmente as grandes centrais centralizadas de ciclos combinado do que as centrais a carvão, devido ao constante crescimento do preço do gás natural e do baixo custo das centrais a carvão, quando os custos ambientais não são internalizados (Allison e Lents, 2002).

Quanto às questões da poluição atmosférica, para Allison e Lents (2002) apenas as tecnologias de geração distribuída com baixa emissão e com uma significativa recuperação de calor conseguem ser competitivas com as centrais de ciclo combinado.

Em 2005, 33% do consumo eléctrico português foi proveniente de centrais a carvão e 29% de centrais a gás natural. Existe desta forma um grande incentivo para o investimento nestas fontes produtoras de pequena escala para que o SEN apresente um melhor desempenho ambiental.

#### **4.1.3. Pegada ecológica**

Um aspecto ambiental positivo prende-se com o facto desta forma de produção eléctrica reduzir a pegada ecológica da produção de energia da sociedade.

A pegada ecológica é uma ferramenta de avaliação dos consumos de recursos e de assimilação de resíduos apresentada em termos da área correspondente ao solo produtivo necessário para suportar o modo de vida de um indivíduo ou população.



Comparando a produção centralizada com a descentralizada, utilizando o mesmo combustível, a pegada ecológica da tecnologia de pequena escala será menor, visto que esta apresenta maiores eficiências, logo menores consumos de combustível.

Algumas das tecnologias de produção descentralizada ocupam espaços que não são exclusivos para a produção de energia. Estas podem ser instaladas em telhados, como os painéis fotovoltaicos, ou dentro das próprias instalações como as tecnologias de cogeração no sector doméstico, substituindo os habituais esquentadores.

Na Tabela 4.2 está representado o resultado de um estudo onde foi comparado o uso do solo necessário para a produção centralizada com o da produção descentralizada, concluindo-se que as centrais a carvão são as que de mais área necessitam.

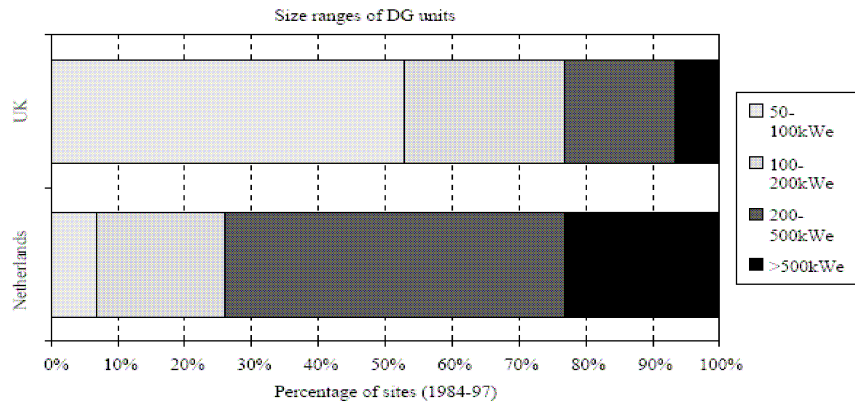
**Tabela 4.2. Área estimada de ocupação do solo necessária para a produção de energia de forma descentralizada (PD) e centralizada (PC) (Adaptado de WADE, 2007).**

	<b>Tecnologia</b>	<b>Área necessária (m<sup>2</sup> / kW instalado)</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Total de área necessária (m<sup>2</sup>)</b>
<b>PD</b>	<b>Fotovoltaico integrado em edifícios</b>	0	12	0
	<b>Cogeração no sector doméstico</b>	0,013	50	0,63
	<b>Cogeração no sector industrial</b>	0,055	98	5,38
	<b>Cogeração no sector comercial</b>	0,034	100	3,42
<b>PC</b>	<b>Central a carvão</b>	6,21	250	1 552,5
	<b>Central a gás natural</b>	0,99	250	247,5
	<b>Central nuclear</b>	3,78	250	945

#### **4.1.4. Cogeração**

Num estudo comparativo de introdução das tecnologias de cogeração com combustão interna, entre 1985 e 1998, no Reino Unido e na Holanda comprovou resultados positivos, mas diferentes nos dois países quanto à redução de emissões de CO<sub>2</sub>.

Apesar do mercado holandês representar apenas 25% do mercado do Reino Unido, apresenta cinco vezes mais instalações de cogeração do que este último. Este facto foi consequência de uma maior integração de tecnologias com maiores potências na Holanda, devido aos subsídios económicos que incentivavam um funcionamento onde as necessidades energéticas são satisfeitas pelas tecnologias de cogeração, recorrendo à energia da rede nos picos do diagrama de cargas. Desta forma obtiveram-se períodos de retorno de investimento mais aliciantes (Strachan e Dowlatabadi, 2002).



**Figura 4.1. Comparação da potência instalada das tecnologias de geração distribuição no Reino Unido e na Holanda (Fonte: Strachan e Dowlatabadi, 2002).**

Nestes dois países, a promoção para a adopção de tecnologias de produção descentralizada foi uma política pública prioritária pelo seu potencial na redução de emissões de CO<sub>2</sub>.

O cálculo da redução de CO<sub>2</sub> foi realizado em função da intensidade carbónica dos combustíveis primários, da eficiência das tecnologias utilizadas, da utilização do calor recuperado em cogeração e do número de horas de funcionamento destas tecnologias (Strachan e Dowlatabadi, 2002).

**Tabela 4.3. Representação das emissões evitadas de CO<sub>2</sub> com a introdução de tecnologias de combustão interna em pequena escala. (Adaptado de Strachan e Dowlatabadi, 2002)**

	Redução de CO <sub>2</sub> em 1997 (milhão de toneladas)		Percentagem de redução do CO <sub>2</sub> nas emissões nacionais	
	Reino Unido (160 MWe)	Holanda (1 500 MWe)	Reino Unido (%)	Holanda (%)
Baixo nível de introdução	0,44	4,2	0,07	2,4
Alto nível de introdução	0,73	6,7	0,11	3,8

No ano 1997 a Holanda atingiu uma redução de CO<sub>2</sub> entre 4,4 e 6,7 milhões de toneladas, o que corresponde a cerca de 2,4 a 3,8% das emissões nacionais de CO<sub>2</sub> deste país, num período de funcionamento de 6 000 h/ano e com a recuperação total do calor.

Na Holanda, a geração distribuída tornou-se a maior ferramenta para se atingir as metas de redução de CO<sub>2</sub> nacionais. No Reino Unido as reduções de CO<sub>2</sub> foram limitadas entre 0,07 a 0,11% (Strachan e Dowlatabadi, 2002).

A cogeração em Portugal tem vindo a crescer principalmente no sector da indústria, existindo igualmente instalações no sector terciário. Estas instalações são unidades com níveis de potência elevados, superiores às consideradas no âmbito da microgeração.

No final de 2005, segundo dados da COGEN – Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração), existia uma potência instalada em Portugal em cogeração de cerca de 1 207 MW, e com uma produção anual estimada de 13% do consumo total da energia eléctrica do País. (Cogen Portugal,2007).

#### **4.1.5. Mecanismo do Protocolo de Quioto**

A produção descentralizada pode igualmente ser considerada como um dos mecanismos de desenvolvimento limpo (MDL) do Protocolo de Quioto. Estas tecnologias poderão ser aplicadas nos países em desenvolvimento como forma de mitigação das emissões de CO<sub>2</sub> (WADE, 2007).

Um dos estudos da WADE demonstrou que os projectos de MDL de cogeração, em Setembro de 2006, representavam 20% de todos os projectos registados neste mecanismo, tendo sido obtidas reduções totais de emissões superiores a 3,5 Mt / ano.

### **4.2. Benefícios económicos**

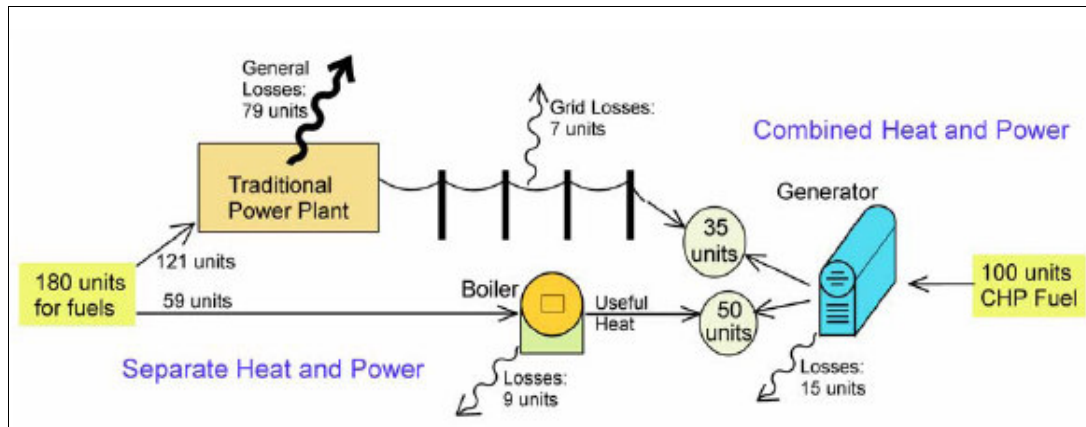
#### **4.2.1. Eficiência energética do SEN**

Com uma perspectiva de crescimento anual das necessidades energéticas europeias de 1,4%, acompanhadas com um crescimento de emissões de CO<sub>2</sub> à taxa anual de 1% (DGFER, 2004), torna-se cada vez mais necessário investir na racionalização da energia, principalmente, nos países com piores eficiências energéticas, como Portugal.

Um das estratégias de tornar Portugal num melhor país energeticamente, passa pela integração de tecnologias mais eficientes no SEN, como as unidades de produção descentralizada de elevada eficiência.

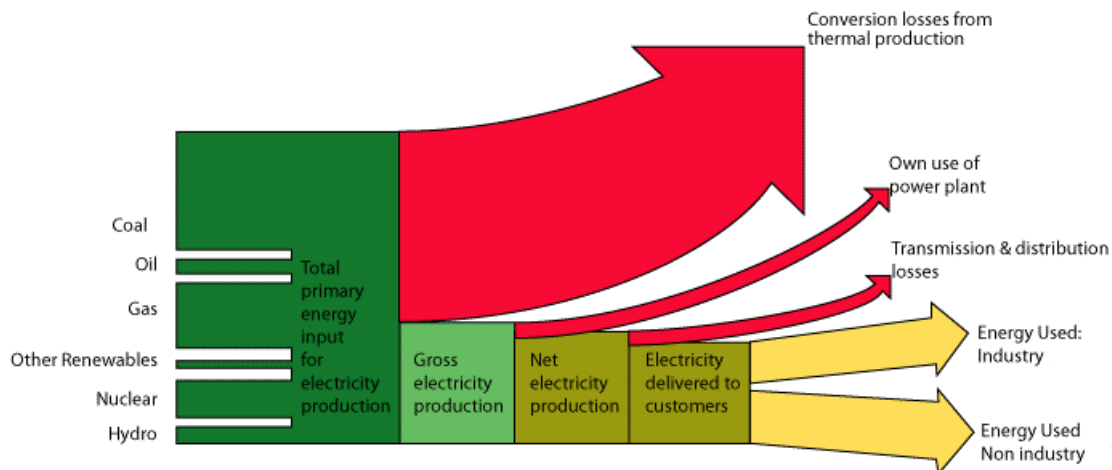
Numa central eléctrica apenas 30 a 40% do combustível é convertido em electricidade, ou seja, perde cerca de 70% da energia em gases para a atmosfera e calor residual. Como estas grandes centrais estão geralmente afastadas das populações e das indústrias este calor não é aproveitado, visto que se torna inviável fornecer o calor a grandes distância. No entanto, existem já centrais termoelectricas a gás natural, denominadas por centrais a ciclo combinado, que aproveitam o calor produzido no seu funcionamento alcançando rendimentos de 50 a 55%.

Numa central a menor escala, com aproveitamento de calor, conseguem-se atingir eficiências energéticas superiores a 80%, o que se traduz num menor consumo de combustível fóssil para a produção da mesma energia final.



**Figura 4.2. Comparação da eficiência global entre uma unidade de micro-cogeração com a produção de electricidade e calor separadamente (Fonte: Kueck et al., 2003)**

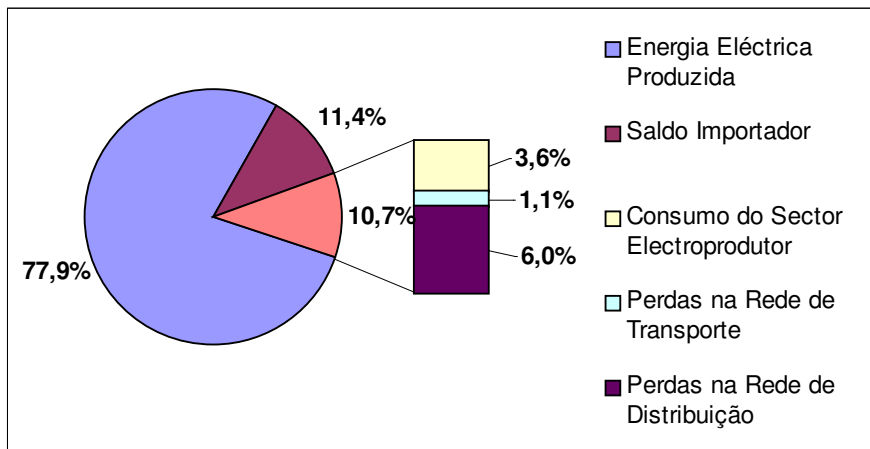
O uso final da energia produzida num sector eléctrico convencional pode ser apresentado de acordo com a figura seguinte:



**Figura 4.3. Esquema das perdas energéticas de um sector eléctrico convencional (Fonte: WADE, 2007).**

A verde está representada a energia produzida pelas diferentes fontes de produção do sector. A seta vermelha maior representa o calor residual desperdiçado nas centrais. As setas vermelhas mais pequenas representam a energia necessária para o funcionamento das próprias centrais e a energia desperdiçada nas redes de transporte e distribuição. Representando as setas a amarelo a energia utilizada pelos consumidores que é cerca de um terço da produzida inicialmente.

Apesar de não existirem centrais nucleares no sector eléctrico português, a Figura 4.3 esquematiza bem o perfil do SEN nomeadamente quanto às perdas energéticas desde a produção até ao consumidor (Figura 4.4).



**Figura 4.4. Perdas de energia eléctrica no SEN sem o consumo do sector electroprodutor e as perdas nas redes de transporte e distribuição no ano 2005 (Adaptado de DGEG, 2007d).**

Pela análise do gráfico conclui-se que 10,7% da energia produzida no SEN em 2005 não é entregue aos consumidores, sendo necessário um excedente de produção desta dimensão para satisfazer as necessidades energéticas dos portugueses.

#### **4.2.2. Dependência energética nacional**

Conforme referido no capítulo 2.2, o SEN está sujeito a uma forte dependência energética dos países exportadores de gás e petróleo, principalmente dos que apresentam uma instabilidade política muito elevada.

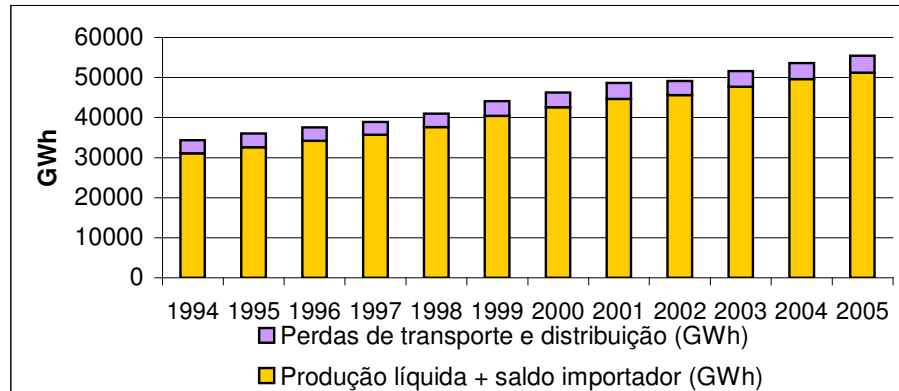
Esta insegurança do fornecimento de energia primária leva a uma necessidade de redução da dependência energética nacional, sendo o investimento nas tecnologias de produção descentralizada uma possível estratégia a adoptar.

O facto destas tecnologias proporcionarem menores consumos, pois apresentam uma elevada eficiência ou consomem recursos renováveis, apresentam um elevado potencial quanto à redução da parcela de importação energética do país.

Se a Europa conseguir alcançar em 2010 o dobro da produção de cogeração registada em 1997, pode levar a reduções de 25% do volume do gás importado (WADE, 2007). Esta medida não só levará à diminuição da vulnerabilidade da Europa quanto à importação de combustível como também quanto às flutuações dos preços.

#### 4.2.3. Investimento na expansão da rede eléctrica

As perdas de energia eléctrica associadas ao transporte e distribuição da electricidade desde a sua fonte produtora até ao consumidor têm representado cerca de 7% da energia total produzida no SEN.



**Figura 4.5. Evolução das perdas de energia eléctrica na rede de transporte e distribuição do SEN (Adaptado de DGEG, 2007e).**

Estas perdas na rede traduzem-se em custos para o país, pois para satisfazer a procura de electricidade total é necessário produzir mais 7% de energia eléctrica. Consequentemente, este sobrecusto reflecte-se no preço final da energia entregue ao consumidor.

De acordo com um estudo realizado pela empresa E-value ao mercado eléctrico anterior ao liberalizado, 28% da tarifa de venda a clientes de baixa tensão, correspondia ao uso das redes de transporte e distribuição.

**Tabela 4.4. Decomposição do preço médio da tarifa de venda a clientes finais em baixa tensão (Adaptado de comunicação pessoal da E-value, 2006)**

Energia e potência	58,4 %
Uso global do sistema	7,7 %
Transporte e distribuição	28,2 %
Comercialização	5,7 %

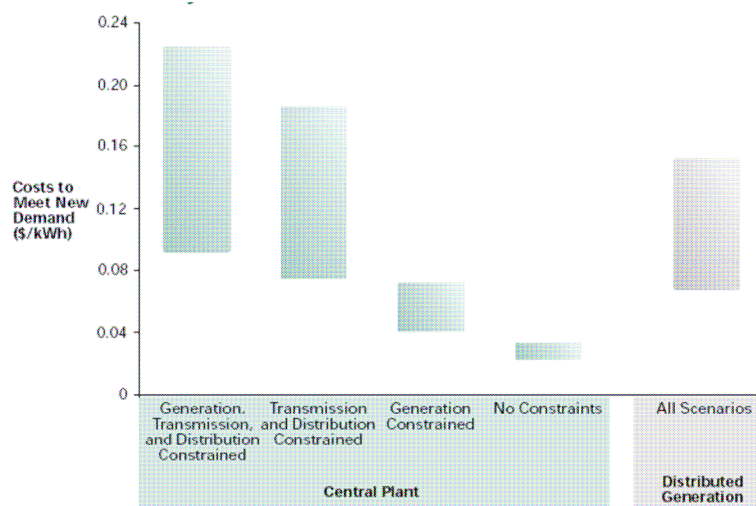
Uma das mais valias destas tecnologias de pequena potência é poder substituir a necessidade de expansão das redes eléctricas, diminuindo o custo associado à parcela de transporte e distribuição.

Uma integração das tecnologias de microgeração correspondente a 20 % do consumo eléctrico em baixa tensão em Portugal no ano 1999, significaria uma redução das perdas na rede de distribuição de cerca de 216 GWh, o que corresponderia a uma diminuição da poluição atmosférica em cerca de 80 000 toneladas de CO<sub>2</sub>. (Peças Lopes et al., 2003).

Ao transportar o combustível primário num gasoduto até à tecnologia de produção descentralizada, obtém-se, pelo mesmo custo, uma maior capacidade energética (25 000 MW) do que transportando a energia através de redes de transporte e distribuição (500 MW) (WADE, 2007).

Uma análise económica à influencia da injeção de energia na rede dos Estados Unidos proveniente de microturbinas em cogeração demonstrou a existência de uma viabilidade económica para as *Utilities* (intervenientes no sistema eléctrico) consoante as necessidades de expansão da rede, a organização dos diversos agentes do sector eléctrico, a regulamentação existente e a localização geográfica dos consumidores finais.

Arthur D. Little concluiu que o investimento na produção distribuída deve ser considerado quando existem principalmente necessidades de expansão da rede eléctrica de transporte e distribuição, não sendo tão economicamente viável quando existem apenas necessidades de produção eléctrica.

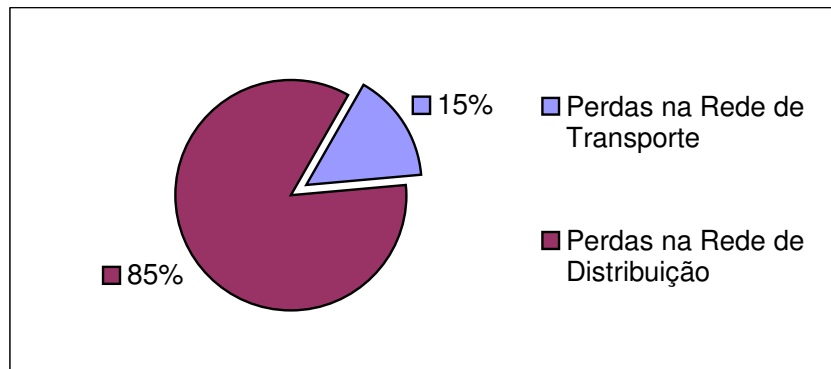


**Figura 4.6. Comparação entre os custos da perspectiva centralizada e da descentralizada das produtoras e distribuidoras de electricidade quando confrontadas com problemas de produção, transporte e/ou distribuição de energia eléctrica (Fonte: Little, 1999).**

Esta gama de valores depende das características do sistema e do tipo de esquema adoptado *peakshaving* ou *baseloading*. O modo *peakshaving* consiste no modo de funcionamento onde as necessidades energéticas são satisfeitas pela energia da rede, recorrendo às tecnologias de microgeração nos picos de consumo de electricidade. No *baseloading* as necessidades energéticas são satisfeitas pelas tecnologias de microgeração, recorrendo à energia da rede nos picos do consumo de electricidade.

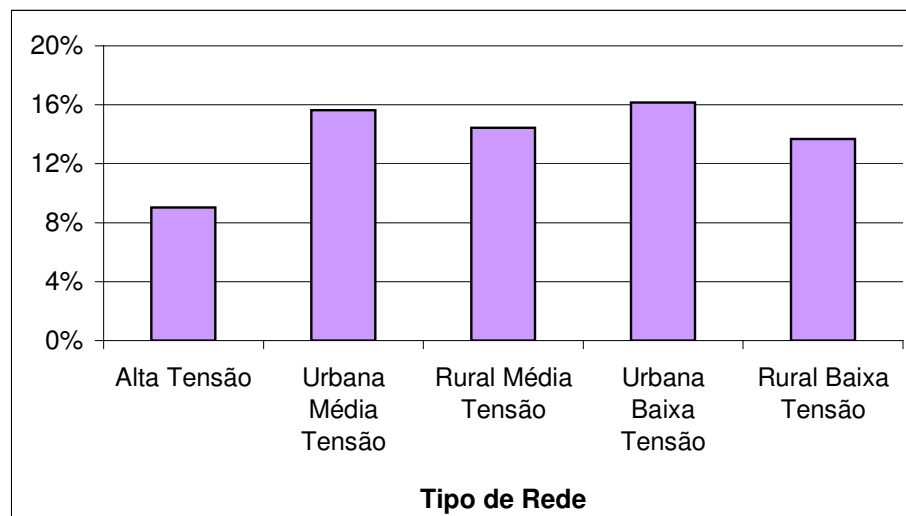
O custo real irá variar consoante as *Utilities* e a localização dos sistemas de produção distribuída e da necessidade de melhoria do sistema eléctrico actual.

As perdas nas redes eléctricas de distribuição contribuem mais para as perdas nas redes totais do que as contabilizadas nas redes de transporte.



**Figura 4.7. Distinção entre as perdas na rede de distribuição e na de transporte em 2005 (Adaptado de DGEG, 2007e).**

Um estudo elaborado pelo INESC Porto para o ano 2005 mostra que uma injeção de energia eléctrica proveniente de unidades de microgeração de 10% da potência injectada no pico de consumo da rede de distribuição, obtém uma redução nas perdas de energia na rede de cerca de 14,89 %. Este resultado está dependente do conjunto de unidades de microgeração consideradas e do seu desempenho energético.



**Figura 4.8. Perdas nas redes com a introdução de 10% de energia produzida por tecnologias de microgeração (Adaptado de Peças Lopes, 2007).**

Este estudo demonstrou que seria possível evitar a perda de 440 GWh que equivaleriam a 162 800 toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas, em 2005, e uma poupança de 22 M€. Como resposta à crescente procura energética associada ao crescimento demográfico é necessário um investimento na expansão das redes. Com 10% de introdução destas fontes de pequena



potência é possível atrasar em 2 anos este tipo de investimento nas redes urbanas de média tensão (Peças Lopes, 2007).

A empresa EDP – Energias de Portugal mostrou interesse pelas tecnologias de microgeração através dum projecto desenvolvido em 2003, onde avaliou o impacto da introdução de produção descentralizada nas redes rurais e urbanas de média e baixa tensão.

A partir deste projecto, demonstrou que uma introdução de 2% ao ano destas tecnologias, num período de 10 anos, resultaria (no último ano) numa redução de 30% no custo de investimento anual e uma diminuição em cerca de 17% (no último ano) da energia fornecida e de perdas na rede. (Labelec – EDP, 2003).

### **4.3. Fenómeno NIMBY**

O fenómeno NIMBY (not-in-my-back-yard) está relacionado com o aumento da percepção das populações locais aos riscos e impactes ambientais associados a projectos de interesse social, municipal ou nacional quando localizados junto da sua área de residência.

É comum as infra-estruturas de transporte e distribuição de gás e electricidade acompanharem o crescimento das necessidades energéticas dos consumidores. No entanto, o fenómeno NIMBY é cada vez mais notório, dificultando a expansão dos gasodutos e das redes eléctricas de alta tensão junto de populações. Desta forma, o investimento na produção descentralizada poderá assegurar o uso óptimo destas infra-estruturas já existentes.

Em Portugal, este fenómeno começa a ter cada vez mais influencia nestes investimentos. Recentemente, nos concelhos do país como Sintra, Almada e Silves as populações protestam contra a expansão das redes eléctricas de muito alta tensão, junto das suas habitações.

No caso da expansão da linha de muito alta tensão no concelho de Sintra, a câmara municipal e a REN (Redes Energéticas Nacionais) concordaram em enterrar as linhas eléctricas, sendo os custos suportados pela autarquia (RTP, 2007).

### **4.4. Fiabilidade no abastecimento eléctrico**

#### **4.4.1. Qualidade e segurança do abastecimento eléctrico**

Uma grande vantagem destas tecnologias é o facto de permitirem um fornecimento de electricidade com grande fiabilidade, o que representa uma grande vantagem para as empresas de *e-business* (empresas com negócios efectuados por meios electrónicos, geralmente na

internet) já que qualquer falha no fornecimento de electricidade pode resultar em avultados prejuízos para estas (CEEETA, 2001g).

Em Portugal, a falha de energia eléctrica na rede não é muito comum, no entanto as empresas americanas têm uma maior percepção da qualidade e segurança do abastecimento eléctrico. Em 2000, as flutuações de energia na rede eléctrica dos EUA levaram a cortes no abastecimento eléctrico, tendo custado ao país cerca de  $119 \times 10^9$  dólares (WADE, 2007).

Uma introdução significativa das fontes de produção dispersas no SEN não só previnem a segurança no abastecimento individual, como a nível nacional, visto que proporcionam uma maior heterogeneidade no conjunto das fontes produtoras do país.

#### **4.4.2. Vulnerabilidade das redes alta tensão**

A vulnerabilidade da Europa não passa apenas pela exposição desta aos preços e interesses dos países exportadores de energia primária, passa também por fenómenos naturais extremos ou mesmo ataques terroristas.

O facto da energia ser transportada através de redes de alta tensão por longas distâncias aumenta a vulnerabilidade dos países. Em 1998, o Canadá e os EUA estiveram sujeitos a grandes tempestades de neve o que levou a 1,63 milhões de pessoas ficarem sem acesso à energia eléctrica.



**Figura 4.9. Destruição de postes de alta tensão após tempestade de neve (Fonte: WADE, 2007).**

Em Portugal os fenómenos de grandes nevões não são frequentes, no entanto os incêndios que ocorrem principalmente durante a época seca do Verão já levaram a cortes de abastecimento eléctrico.

No dia 2 de Agosto de 2003, registou-se um incidente na Rede Nacional de Transporte (RNT) que afectou o normal abastecimento dos consumos eléctricos das regiões do Alentejo e Algarve.

A origem deste incidente foi o disparo, com um minuto de diferença, das duas linhas a 400 kV que ligam as subestações de Palmela e Sines, causados por dois incêndios florestais de grandes proporções nas freguesias da Marateca (concelho de Palmela) e de S. Francisco da Serra (concelho de Santiago do Cacém). A energia não fornecida, desde o início do incidente até à normalização do abastecimento dos consumos, foi aproximadamente 800 MWh (REN, 2003).

Um estudo elaborado após os ataques terroristas no dia 11 de Setembro de 2001, concluiu que um sistema de energia baseado em pequenas centrais de distribuição seria cinco vezes menos sensível aos ataques terroristas do que um sistema centralizado (WADE, 2007).

A microgeração é desta forma uma estratégia potencial para evitar as consequências na rede eléctrica deste tipo de fenómenos naturais ou humanos (terroristas).

#### **4.5. Benefícios técnicos nas redes eléctricas**

As tecnologias de microgeração poderão prestar, segundo diversos autores, vários benefícios auxiliares às infra-estruturas da rede, possibilitando a redução das perdas de energia, poupanças económicas e eliminação de gases poluentes desnecessários. Estes benefícios são alcançados através dos serviços técnicos prestados à rede eléctrica, nomeadamente mantendo os níveis de tensão adequados, servindo de reservas energéticas e auxiliando na reposição de energia na rede após um fenómeno *blackout*.

As instalações de produção eléctrica dispersas na rede garantem os níveis de tensão adequados ao seu bom funcionamento. As linhas de tensão são fortemente influenciadas pelo factor de potência numa linha em particular, ou seja, são influenciadas pela quantidade de energia activa e reactiva presentes numa determinada linha de tensão (U.S. Department of Energy, 2007).

O envio de energia reactiva para a rede gera problemas de congestionamento nesta. Se a mesma energia reactiva for fornecida localmente, liberta capacidade na rede para transportar energia activa (WADE, 2007).

As unidades de microgeração poderão funcionar igualmente como reservas energéticas de modo a responder às maiores necessidades da rede nos picos de consumo ou auxiliando a restabelecer mais rapidamente a energia na rede após uma situação de *blackout*. Muitas destas tecnologias podem ser mantidas no modo *stand-by* e passarem a funcionar à sua máxima capacidade num curto período de tempo (WADE, 2007).

Comparando um conjunto de fontes dispersas de energia com uma central em grande escala, estas podem ter a mesma função que as de maior potência para suprimir as

necessidades do sistema em casos de emergência ou de manutenção não planeada (WADE, 2007).

No entanto, podem vir a existir alguns problemas técnicos com a injeção da energia a partir destas fontes dispersas, que serão abordados no sub-capítulo 5.2 - Gestão da energia eléctrica na rede.

#### **4.6. Novas oportunidades de negócio e postos de trabalho**

Os principais grupos interessados na produção eléctrica em pequena escala são as empresas comercializadoras de electricidade e os seus clientes. No entanto, com a introdução destas tecnologias no mercado energético, começam a surgir novas empresas, denominadas empresas de serviços energéticos (ESCo - *Energy Services Companies*), igualmente motivadas em participar nesta nova área de negócio.

Cada uma destas entidades apresenta perspectivas económicas diferentes. As comercializadoras encaram esta forma de produção eléctrica como uma opção complementar às restantes fontes de produção. Os clientes finais poderão utilizar estas tecnologias como uma forma de redução dos custos energéticos e obter outros benefícios como o aumento da segurança e da qualidade de energia eléctrica.

As empresas não reguladas, como as ESCo, podem usufruir da produção descentralizada obtendo benefícios económicos como a injeção de energia na rede eléctrica ou reduzindo os custos dos seus clientes. Estas empresas, podem posicionar-se no mercado agrupando várias fontes de produção descentralizada por forma a ganharem expressão suficiente para competirem nos mercados eléctricos (Little,1999).

Para além desta nova perspectiva de negócio, de acordo com Kammen et al. (2004) o investimento nas energias renováveis trará benefícios sociais para o país com o aumento dos postos de trabalho.

**Tabela 4.5. Número médio de postos de emprego gerados pelas diferentes tecnologias renováveis. (MWm: potência média de funcionamento da tecnologia, em MW) (Adaptado de Kammen et al., 2004)**

Tipo de tecnologia	Média de empregos criados (número de postos de trabalho/MWm)		
	Fabrico e instalação	Operação e manutenção	Total de postos de emprego
<b>Fotovoltaico</b>	5,76 – 6,21	1,20 – 4,80	7,41 – 10,56
<b>Eólica</b>	0,43 – 2,51	0,27	0,71 – 2,79
<b>Biomassa</b>	0,40	0,38 – 2 ,44	0,78 – 2,84
<b>Carvão</b>	0,27	0,74	1,01
<b>Gás</b>	0,25	0,70	0,95

Neste estudo foi demonstrado que o número de novos postos de trabalho criados através das tecnologias renováveis constituirão uma mais valia para o desenvolvimento social e económico de um país.

Por cada megawatt produzido através dos painéis fotovoltaicos, foi estimado um aumento de 7 a 10 novos postos de trabalho. Sendo Portugal um dos países com maiores horas de sol por dia, este mercado poderá vir a melhorar problemas sociais como o desemprego.

## **4.7. Benefícios Sociais**

Para além dos benefícios sociais gerados em torno da criação de novos postos de trabalho, as tecnologias de microgeração poderão ser uma mais valia principalmente em países com piores economias ajudando a ultrapassar alguns problemas sociais.

Actualmente um terço da população mundial não tem acesso à electricidade, sendo este um grande obstáculo para o crescimento das economias sobretudo nos países em desenvolvimento. Esta falta de acesso à energia afecta negativamente aspectos como a esperança média de vida, a saúde dos habitantes, o nível médio de escolaridade e a qualidade ambiental.

Desta forma, a aplicação destas tecnologias mais eficientes e limpas, nos países em desenvolvimento, podem contribuir positivamente tanto em questões sócio-económicas como ambientais. Os projectos de electrificação rural para estas localidades abrangem

essencialmente tecnologias como painéis fotovoltaicos, utilização de biomassa, micro-eólicas e microhídricas.

Estas tecnologias podem participar positivamente na saúde das populações tanto a nível da diminuição da quantidade de gases poluentes, principalmente nos países industrializados, como proporcionando, aos países em desenvolvimento, melhores condições sociais, como por exemplo, a partir do fornecimento de água através da introdução de bombas de água.

## **5. Barreiras à Integração das Tecnologias de Microgeração**

### **5.1. Custos das tecnologias *versus* preço de energia eléctrica da rede**

Actualmente o custo destas tecnologias não é aliciante, não sendo ainda economicamente viável investir na microgeração sem subsídios estatais.

Em Portugal, a electricidade proveniente destas fontes de produção dispersas era já subsidiada desde 2002 através do DL 68/2002. No entanto, as tarifas de venda de acordo com este documento legislativo não foram suficientemente atractivas, o que proporcionou poucos investimentos nestas forma de produção.

Aliado aos elevados custos inerentes a estas tecnologias está o facto do preço actual de electricidade não reflectir os custos de escassez dos recursos utilizados. Em Portugal, o comercializador de último recurso vende electricidade à rede por um custo muito menor do que através das tecnologias de microgeração, levando a um incentivo do consumo energético ineficiente, em vez de promover a inovação e a eficiência. Com este tipo de política o investimento na microgeração é inibido.

Uma forma de ultrapassar os elevados custos iniciais é através de empréstimos bancários. Para tal é necessário que o sector bancário confie neste tipo de investimento e proporcione prestações mensais adequadas aos pequenos produtores.

O facto da produção eléctrica de determinadas tecnologias estar dependente das condições ambientais, como a fotovoltaica ou a micro-eólica, os produtores podem garantir o seu investimento através de contratos com seguradoras.

No entanto, por este conceito de produção eléctrica ser ainda uma novidade para este sector, pode resultar em cobranças de prémios de seguro elevados. Tal pode se traduzir num aumento de hesitação dos pequenos investidores, pois ficam sem garantia de retorno do investimento nestas tecnologias de elevado custo.

O Ministério da Economia através do programa PRIME (Programa de Incentivos à Modernização de Economia) apoiou o investimento em projectos com vista à produção de energia eléctrica e térmica com base em fontes renováveis ou na utilização racional de energia. Actualmente esta medida – MAPE (Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos) não se encontra em vigor, sendo no entanto uma medida com potencial de aplicação direccionada às tecnologias de microgeração.

## **5.2. Gestão da energia eléctrica na rede**

Existem autores que não aprovam a introdução destas tecnologias de geração distribuída em demasia na rede, pois argumentam que pode fazer com que as centrais em grande escala funcionem abaixo do seu ponto de eficiência óptimo, o que levaria a um aumento de emissões por energia produzida (Ackermann, et al. 2001).

A injeção duma percentagem significativa de energia proveniente destas fontes dispersas poderão levar a um congestionamento de electricidade na rede, havendo desta forma necessidade de impor um limite de energia injectada, por forma a que possa existir uma harmonização da produção eléctrica dispersa com a macroprodução centralizada.

Por outro lado, existem autores que defendem que as micro-redes podem trazer um grande número de benefícios às produtoras eléctricas centralizadas, nomeadamente através do aumento da eficiência de produção eléctrica e do melhoramento da segurança e da qualidade dos serviços eléctricos a nível do consumo. No entanto, existe ainda falta de experiência e incapacidade técnica de gestão e controlo dum número significativo de unidades microprodutoras, sendo esta umas das principais barreiras ao crescimento das fontes de produção em pequena escala. Por forma a solucionar este problema de gestão, operação e



controlo destas micro-redes, os mesmos autores consideram fundamental desenvolver aparelhos de telecomunicação específica (Peças Lopes et al., 2003).

No INESC Porto têm sido desenvolvidos estudos principalmente direccionados para os problemas técnicos e questões de gestão e optimização da electricidade injectada nas redes de distribuição em baixa tensão, provenientes destas fontes dispersas de produção eléctrica.

Esta instituição participou no projecto europeu *Microgrids* que pretendia identificar os problemas tecnológicos inerentes à integração de um conjunto de sistemas de produção descentralizada interligados em rede de baixa tensão – Micro-redes.

Recentemente, foi anunciado em Portugal um novo contador dos consumos eléctricos domésticos – *Energy Box*. Estes contadores são sistemas digitais com telecontagem que irão permitir uma nova forma de gestão e controlo da rede, de acordo com o conceito de *smart grids* (redes inteligentes). O *Distribution Transformer Controller* é outro dispositivo que vem permitir o controlo local da rede por telegestão.

### 5.3. Burocracias

Um dos principais obstáculos à integração destas *microfontes* dispersas é a burocracia pela qual o produtor tem de passar para instalar um sistema de produção eléctrica junto do seu local de consumo.

Na recente legislação portuguesa de microgeração (DL 363/2007), para as tecnologias de produção eléctrica até 5,75 kW, foi anunciado um sistema de registo electrónico mais rápido e eficiente, que permitirá reduzir o tempo de espera desde a apresentação do projecto até à instalação da unidade produtora.

No entanto, as instalações de microtecnologias até 150 kVA de potência instalada, continuam a ter que passar por vários processos burocráticos. Numa análise europeia dos procedimentos necessários para instalação destas tecnologias do grupo II\* mostrou para o caso português o seguinte exemplo de duração do processo de licenciamento (ELEP, 2007):

- Abril 2005: entrega do pedido de licenciamento na Direcção Regional de Economia (DRE).
- Junho 2005: pagamento das taxas inerentes à licença requerida (267 €).
- Agosto 2005: aprovação do requerimento por parte da DRE.
- Outubro 2005: pedido de inspecção da instalação à DRE.

---

\* Grupo II – Microprodução com auto-consumo com injeção na rede pública de baixa tensão superior a 16 A por fase (3,68 kVA em monofásico e 11,04 kVA em trifásico) e potência máxima não superior a 150 kW.

- Novembro 2005: emissão da licença de exploração da unidade de microgeração pela DRE. Iniciando-se o procedimento com a EDP para preparar o contrato de transacção de electricidade.

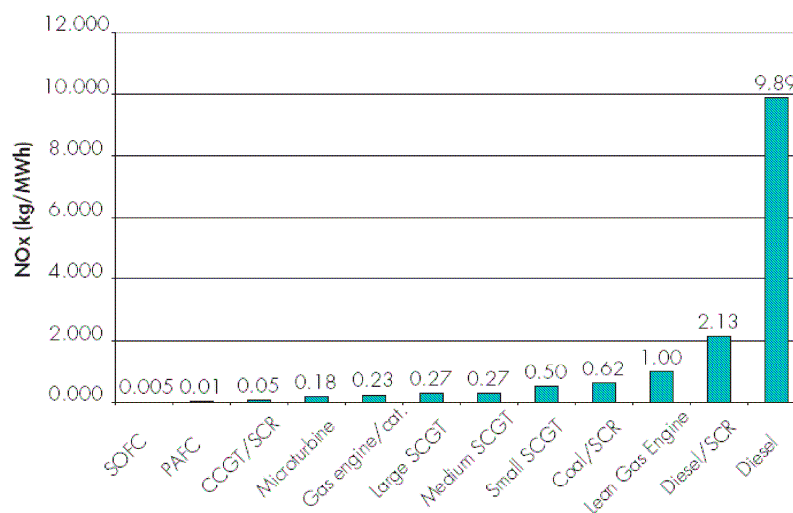
Por forma a aumentar o interesse dos investidores nas tecnologias desta gama de potência, em hotéis ou piscinas, certas burocracias poderiam ser minimizadas ou mesmo eliminadas.

O procedimento de licenciamento das instalações pertencentes ao grupo II deveria sofrer igualmente alterações no âmbito do programa Simplex como ocorreu com as instalações abrangidas pelo novo decreto-lei da microgeração.

## 5.4. Poluição local

A microgeração abrange uma vasta gama de tecnologias com diferentes gases de emissões atmosféricas. Para as tecnologias de combustíveis fósseis existem dois aspectos ambientais a ter em conta: as emissões de NO<sub>x</sub> que poderão degradar a qualidade do ar local/regional e os gases de efeito de estufa (GEE) contribuindo para as alterações climáticas do planeta.

A maioria das tecnologias de microgeração que utilizam combustível não renovável apresentam emissões de NO<sub>x</sub> por kWh geralmente baixas (IEA, 2002).



**Figura 1. Emissões de NO<sub>x</sub> por tecnologia de produção descentralizada (Fonte: IEA, 2002)**  
SOFC: solid oxide fuel cell; PAFC: phosphoric acid fuel cell; CCGT: combined cycle gas turbine; SCGT: simple cycle gas turbine; Gas engine/cat.: motor a gás com catalisador; /SCR: com catalisador selectivo (NO<sub>x</sub>).

A emissão de NO<sub>x</sub> é muito baixa nas pilhas de combustível, atingindo valores bastante mais elevados nas tecnologias a diesel sem catalisador, por não haver desta forma retenção

das partículas de NOx dos gases de combustão. Os motores a diesel em pequena escala, com catalisadores, apresentam custos mais elevados por kW, obtendo-se, no entanto, uma redução significativa das suas emissões de NOx (IEA, 2002).

Do conjunto de tecnologias apresentadas na figura anterior, com a excepção das pilhas de combustível, nenhuma das tecnologias de combustível fóssil de produção descentralizada, mesmo funcionando em cogeração, consegue alcançar o mesmo desempenho ambiental quanto às emissões de NOx de uma central a gás de ciclo combinado com catalisador de emissões. (IEA, 2002).

Apesar dos benefícios provenientes das tecnologias de microgeração, as emissões de NOx podem tornar-se numa barreira quanto à sua integração, principalmente no sistema eléctrico em meio urbano.

Em determinadas cidades, como Tóquio, no Japão, a legislação de emissões atmosféricas para os motores a diesel é bastante restrita, não sendo permitida a utilização destas tecnologias em pequena escala nesta cidade (IEA, 2002). No entanto, para vários sectores importantes do mercado, como a indústria, as tecnologias a gás podem tornar-se economicamente competitivas, apesar das tecnologias provenientes de fontes renováveis serem as melhores opções para melhorar as condições ambientais (Gullí, 2006).

Gullí admite que o desenvolvimento da tecnologia irá impulsionar o investimento da geração distribuída, nomeadamente quanto ao desenvolvimento das pilhas de combustível que podem alcançar eficiências eléctricas de 70 a 80 %, com muito baixo impacte ambiental, tanto a nível global como local ou regional (Gullí, 2006).

De acordo com Allison e Lents (2002), as características da tecnologia de produção descentralizada que pretenda competir com a produção eléctrica centralizada a nível das emissões em meio urbano, regional e global deve apresentar:

- Uma eficiência eléctrica de pelo menos 30%
- Uma taxa de emissão menor que 1,3 vezes a da tecnologia em ciclo combinado
- Uma recuperação de calor de pelo menos 60%.

Os equipamentos de microgeração que utilizam combustíveis fósseis podem ou não ser benéficos para o ambiente, comparativamente com outras alternativas de produção eléctrica, pois depende do local onde são aplicadas e das vantagens advindas do calor recuperado (Allison e Lents, 2002).

Alguns autores alertam para uma certa prudência quanto aos incentivos económicos nestas tecnologias de microgeração que utilizam combustíveis fósseis, principalmente no sector doméstico.

Contrariamente ao defendido pela maioria dos estudos do norte da Europa, onde as exigências de aquecimento são maiores do que no sul, o estudo de Gullí demonstrou que para as cidades italianas de Milão e Palermo, as pequenas centrais distribuídas a gás, aplicadas ao sector doméstico, podem reduzir as emissões de gases de efeito de estufa, mas podem provocar um impacto a nível local e regional na saúde humana, com as emissões de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas, etc.(Gullí, 2006).

Existe uma diferença considerável entre as tecnologias centralizadas e descentralizadas em termos do impacto das emissões de gases como SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e partículas. Esta diferença é devida aos efeitos da *microlocalização* das pequenas centrais distribuídas.

Ao contrário das centrais em grande escala no mercado eléctrico centralizado, situadas fora das zonas urbanas, as tecnologias de microgeração estão localizadas em zonas com elevada densidade populacional. Como as emissões são expelidas a uma altitude mais baixa, a diluição dos poluentes atmosféricos é menor, o que leva ao aumento da concentração do poluente perto da fonte eléctrica, podendo este alcançar níveis de concentração mais elevado do que nas grandes centrais (Gullí, 2006).

O aumento da concentração dos poluentes podem constituir um entrave à inserção destas tecnologias no SEN, principalmente em zonas urbanas mais concentradas. No entanto, em zonas de urbanização mais dispersas as emissões das pequenas centrais de cogeração poderão não constituir uma barreira ao investimento neste equipamentos.

A localização geográfica da maioria do território português proporciona necessidades térmicas menos constantes ao longo do ano do que no norte da Europa. Desta forma, as tecnologias de microgeração como microturbinas ou motores Stirling não são as mais vantajosas para o sector doméstico português, visto que não justificam uma recuperação tão significativa e constante do calor ao longo de todo o ano.

Portugal apresenta maiores potenciais, a nível do sector doméstico, nas tecnologias renováveis, nomeadamente na fotovoltaica e micro-eólica evitando problemas de poluição locais associados às tecnologias de combustão.

## **5.5. Recursos humanos especializados**

Como acontece com outras tecnologias é fundamental existir pessoal certificado e com habilitações adequadas para instalar e efectuar a manutenção necessária destas novas tecnologias, por forma a aumentar a confiança dos investidores. Desta forma devem ser promovidos programas de formação de certificadores qualificados para que seja garantido o melhor desempenho das tecnologias e com elevada qualidade.

## **6. Políticas Energéticas**

### **6.1. Legislação portuguesa referente à microgeração**

O conceito de autoprodução de energia eléctrica foi incentivado pelo decreto-lei 20/81, de 28 de Janeiro, restringindo porém a qualidade de autoprodutor aos proprietário de determinadas instalações. Nestas incluíam-se as que produziam energia eléctrica a partir de resíduos ou subprodutos de recursos naturais renováveis, de efluentes ou através de técnicas de cogeração.

Após a regulamentação do produtor independente de energia eléctrica e da possibilidade deste poder proceder à respectiva distribuição, o Governo alargou o conceito de autoprodutor através do decreto-lei 149/86, de 18 de Julho, reconhecendo igualmente o direito de produção de energia eléctrica às entidades que explorassem instalações exclusivamente produtoras de electricidade.

No entanto, só em 1988, o Governo criou o regime especial de produção de energia, através do decreto-lei 189/88 de 27 de Maio, que regulava a actividade de produção independente de energia mediante a utilização de combustíveis fósseis, recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos. Deste modo, permitiu-se a abertura do mercado energético a novos operadores.

No ano 2001, através do Programa E4 — Eficiência Energética e Energias Endógenas, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001 de 19 de Outubro, foram assumidos um conjunto de objectivos de política energética, visando aumentar o potencial do aproveitamento de recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional.

Deste modo, adaptou-se a legislação para o acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e de inovação tecnológica, de forma que surgisse em Portugal espaço para a figura de produtor-consumidor integrada no Sistema Eléctrico Independente (SEI), de acordo com o antigo regime de Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

No decreto-lei 312/2001 de 10 de Dezembro, foram estabelecidas as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do SEP, permitindo a recepção e entrega de electricidade proveniente de novos centros electroprodutores do SEI.

No entanto, foi apenas o DL 68/2002, que regulou a actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT), definindo-se o estatuto de “produtor-consumidor” (ou do produtor em autoconsumo). Segundo este documento legislativo, o produtor-consumidor pode manter a ligação à rede pública de distribuição, na tripla perspectiva de autoconsumo, fornecimento a terceiros e entrega do excedentes à rede. Era obrigado, no entanto, a consumir 50% da sua energia produzida (eléctrica ou eléctrica e térmica) “in loco”, podendo esta ser destinada a consumo próprio ou de terceiros para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços. A restante energia podia ser injectada na rede eléctrica desde de que não apresentasse uma potência de entrega à rede superior a 150 kW.

O tarifário de remuneração inerente ao DL 68/2002, foi enunciado pela Portaria 764/2002, onde a tarifa de Baixa Tensão Especial (BTE) era acrescida de uma parcela de incentivo às tecnologias de microgeração. Em 2007, o tarifário foi actualizado para algumas tecnologias renováveis através do decreto-lei 225/2007 de 31 de Maio (adiante referido como DL 225/2007).

Este último documento legislativo apresentou melhorias principalmente a nível do tarifário aplicado à compra de electricidade proveniente dos painéis fotovoltaicos e alargou o período de remuneração, fortalecendo a confiança dos investidores nestas tecnologias.

Ao fim de cinco anos, desde a entrada em vigor do DL 68/2002, verificou-se que o número de sistemas de microprodução de electricidade instalados não atingiu uma expressão significativa.

Assim, a 2 de Novembro de 2007 foi publicado em diário da república o DL 363/2007, que veio estabelecer o regime jurídico aplicável ao exercício da actividade de microprodução

de electricidade num quadro legal específico de licenciamento simplificado exclusivamente aplicável à actividade de microprodução de electricidade.

Esta iniciativa enquadra-se no âmbito da Estratégia Nacional para a Energia, definida pela Resolução de Conselho de Ministros n.º169/2005 de 24 de Outubro. Esta medida, também conhecida por “Renováveis na Hora”, faz igualmente parte das medidas propostas no Programa de Simplificação Administrativa e Legislativa – Simplex 2007.

Neste novo documento legislativo o produtor tem o direito a instalar um equipamento de microgeração com uma potência máxima de 50% da sua potência contratada e vender toda a energia produzida à rede eléctrica de serviço público, caso se encontre registado no Sistema de Registo de Microprodução (SRM). Este SRM consiste numa plataforma electrónica de interacção entre a Administração Pública e os produtores, sendo a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a organização competente para criar, manter e gerir este SRM.

O regime remuneratório presente no DL 363/2007 de é aplicado apenas à energia activa entregue à rede eléctrica e é constituído por dois tipos de regimes o regime geral e o regime bonificado. O regime geral é aplicável a qualquer produtor-consumidor de baixa tensão que instale unidades de produção de electricidade monofásica com potência de ligação até 5,75 kW. O regime bonificado é direccionado a produtores com unidades de microgeração com potências de ligação até 3,68 kW que utilizem fontes de energia renováveis como solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa ou pilhas combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável.

Um produtor que fornece electricidade à rede a partir das tecnologias de cogeração, está abrangido pelo regime geral de remuneração. Neste tipo de regime, a tarifa de venda de electricidade é igual à que é aplicada pelo comercializador de último recurso no fornecimento de electricidade à rede.

O regime bonificado é aplicado aos produtores com as unidades de microgeração de fonte renovável descritas atrás, estando sujeitos no entanto, às seguintes condições:

- Quando utilizadas unidades de cogeração a biomassa o calor terá que ser aproveitado para o aquecimento do edifício.
- As unidades de microprodução renovável abrangidas por este regime (com a excepção das unidades de cogeração a biomassa), só poderão ser aplicadas caso a entidade produtora disponha de colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área de colector.
- Nos casos de aplicação das unidades de microgeração em condomínios, terá que ser realizada previamente uma auditoria energética ao edifício e as medidas de

eficiência energética identificadas com período de retorno até dois anos terão de ser implementadas.

Segundo este documento legislativo, no regime bonificado cada produtor terá uma tarifa única garantida nos primeiros cinco anos após a instalação, sendo a tarifa sucessivamente reduzida nos 10 anos seguintes. Após este período será aplicada a tarifa do regime geral de remuneração.

O tarifário de referência é de 650/MWh sendo aplicado às instalações de microprodução consoante o tipo de energia renovável:

- Solar: 100%
- Eólica: 70%
- Hídrica: 30%
- Cogeração a biomassa: 30%
- Pilhas combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável: percentagem consoante o tipo de energia renovável utilizada para a produção de hidrogénio
- Combinação das fontes de energia anteriores: média ponderada das percentagens individuais aplicáveis utilizando como factor de ponderação os limites máximos de energia entregue à rede.

A electricidade vendida a partir de tecnologia fotovoltaica é limitada a 2,4 MWh/ano, enquanto nas restantes fontes energéticas o limite é de 4 MWh/ano.

No DL 363/2007 foi criado um regime simplificado de facturação e relacionamento comercial, que evita a emissão de facturas e acertos de IVA, pelos particulares, que aqui são substituídos pelos comercializadores. No entanto, este documento legislativo limita a um registo de potência no SRM de 10 MW no primeiro ano de entrada em vigor deste decreto-lei, sendo anualmente alargado em 20% nos anos seguintes.

Segundo o Orçamento de Estado para 2008 os contribuintes que optem pela instalação destas tecnologias de microgeração ficam isentos de IRS sobre os rendimentos obtidos com a energia produzida e podem deduzir no próprio IRS 30% do custo do equipamento de microgeração até 777 euros. Em Portugal, o IVA sobre este tipo de investimentos é de 12%, comparativamente aos 5% de IVA aplicados à energia eléctrica proveniente da rede.

Com a liberalização do mercado o interesse nestas novas tecnologias irá aumentar, permitindo, como já foi referido no capítulo 4.6, novas oportunidades de negócio.

Neste mercado, os consumidores têm a liberdade de escolha quanto ao serviço energético que melhor satisfaz as suas necessidades. A produção descentralizada vem permitir, desta forma, uma maior flexibilidade em termos operacionais, dimensão e



possibilidade de expansão, levando os intervenientes no sector energético a acomodar-se às alterações das condições do mercado. Como exemplo desta flexibilidade, pode mencionar-se a utilização preferencial de unidades de microgeração nas horas onde o custo por unidade de energia é maior, ou seja, nos picos do diagrama de cargas de uma central de grandes dimensões Pepermans et al. (2005).

## 6.2. Políticas de integração da microgeração

O Reino Unido foi um dos países europeus que demonstrou uma grande vontade e força política para a resolução das questões energéticas e ambientais nacionais. Uma das estratégias utilizadas foi através de incentivos ao investimento nas tecnologias de produção eléctrica de baixa potência. Os instrumentos económicos e as políticas adoptadas levaram a uma introdução significativa das tecnologias de microgeração na rede.

**Tabela 6.1. Número de unidades de microgeração instaladas no Reino Unido no ano 2005 (Adaptado de BERR, 2006).**

<b>Tecnologia</b>	<b>N.º de Instalações</b>
<b>Micro-eólicas</b>	650
<b>Microhídricas</b>	90
<b>Painéis Fotovoltaicos</b>	1 301
<b>Microturbinas em Cogeração</b>	990
<b>Pilhas Combustível</b>	5

Sauter et al. (2006) definiram diferentes modos economicamente eficientes de utilização destas tecnologias de microgeração:

- Produtor / Consumidor:

A electricidade é produzida e consumida no local, evitando-se o uso das redes de distribuição e transporte. Este modo tem maior potencial de aplicação em zonas rurais isoladas da rede eléctrica.

- Contracto com as empresas comercializadoras:

Existe um acordo entre o proprietário da tecnologia de microgeração e a empresa comercializadora ou EScO, onde o produtor-consumidor vende a energia total produzida ou apenas a excedente e a empresa comercializadora utiliza-na de modo a satisfazer as necessidades energéticas dos seus clientes e homogeneizar o diagrama de cargas da rede.

- Fonte de electricidade das empresas comercializadoras:

As empresas comercializadoras são as proprietárias das tecnologias de microgeração, podendo o consumidor alugar o espaço para a instalação dos equipamentos microprodutores.

- Venda directa ao mercado:

Uma sociedade formada por vários produtores pode produzir uma quantidade significativa de electricidade que permita a venda directa no mercado eléctrico, competindo com a energia eléctrica produzida pelas grandes centrais.

Estas sociedades só são possíveis quando existe uma quantidade e variedade significativa de unidades de microgeração que possam suportar as irregularidades provenientes de algumas tecnologias como fotovoltaicas ou micro-eólicas.

- Redes privadas:

Quando os produtores-consumidores estão interligados entre si, em comunidades. Nestes casos é possível evitar os custos de utilização das redes de distribuição, visto que existe uma rede eléctrica privada de baixa tensão entre os consumidores.

Algumas das políticas aplicadas no Reino Unido poderão servir como base de trabalho para políticas futuras portuguesas. Estas são fundamentais para uma boa integração das tecnologias de microgeração no mercado eléctrico português.

As políticas podem ser direccionadas tanto para o financiamento do investimento ao longo do seu período de vida ou como para apoios ao investimento inicial, através de (Sauter et al., 2006 e Little, 1999):

- Certificados de obrigação de energia renovável:

As distribuidoras de energia eléctrica são obrigadas a entregar aos seus clientes uma determinada percentagem da energia proveniente de fontes renováveis. Caso não consigam alcançar esse limite, terão de comprar certificados de obrigação de energia renovável que são vendidos pelos produtores de energia limpa como os microprodutores, proprietários de sistemas fotovoltaicos ou micro-eólicas.

- Certificados de isenção de taxa poluidora:

Este mecanismo é direccionado à energia eléctrica entregue ao sector industrial, do comércio e serviços públicos, não abrangendo o sector doméstico e dos transportes. Com a isenção desta taxa pretende-se incentivar a utilização de fontes de energia renovável.

- Diminuição dos impostos:

A redução do imposto sobre a aquisição deste tipo de tecnologia foi uma das medidas utilizadas na política no Reino Unido, baixando o imposto de 17,5% para 5%.

- Recompensas monetárias iniciais:

Empresas que investem em medidas de eficiência energética são recompensadas financeiramente, de modo que o período de retorno do investimento inicial seja mais curto. No Reino Unido estas empresas recebem 30% do investimento inicial como ajudas de custos, tendo esta medida um potencial de aplicação no investimento de tecnologias de microgeração. Outra das medidas é a integração destes investimentos no âmbito do financiamento de programas nacionais de eficiência energética.

- Taxas de eficiência sobre as *Utilities*\*:

Uma das regulamentações presentes nos EUA leva a que o preço ou as receitas das *Utilities* seja abrangido sob sistemas de taxas baseadas na sua eficiência. Sob esta regulamentação, cria-se um incentivo económico direccionado para as *Utilities*, de forma que estas reduzam os custos com a taxa de eficiência, optando por uma solução com melhor relação custo-benefício – investimento na produção descentralizada.

## 6.3. Modelos de integração da microgeração

### 6.3.1. Apresentação de três tipos de modelos

No Reino Unido foram analisados três modelos distintos de integração destas tecnologias na rede eléctrica, abrangendo diferentes características operacionais e diferentes proprietários dos equipamentos microprodutores.

As três hipóteses de combinações possíveis para a utilização destas tecnologias são “Ligar e Usar” (*Plug and Play*), “Controlo das Distribuidoras” e “Comunidade em micro-rede” – (Sauter et al., 2005).

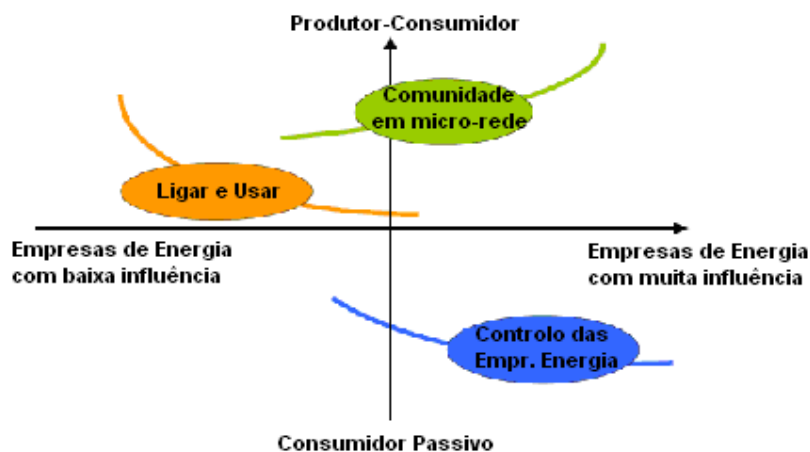
O modelo “Ligar e Usar” é direccionado às unidades de microgeração que têm como proprietários os próprios produtores independentes. No modelo “Controlo pelas Empresas de Energia” estas tecnologias pertencem às fontes de produção das próprias empresas

---

\* *Utilities*: Inclui todos os intervenientes no sistema eléctrico desde a produção à distribuição

comercializadoras ou ESCo, tendo os consumidores um comportamento pouco activo no sistema eléctrico. E por fim a “Comunidade em micro-rede” envolve os autoprodutores a dois níveis: primeiro na adaptação do seu comportamento energético a uma nova tecnologia e segundo fazendo parte de uma companhia local de produção energética.

Na figura seguinte estão representados os papéis dos consumidores e das distribuidoras referentes a cada modelo. As linhas indicam a sua dinâmica natural consoante os aspectos que forem acordados, havendo por vezes sobreposição de modelos.



**Figura 6.1. Esquema de posicionamento dos modelos de integração das tecnologias de microgeração (Adaptado de Sauter et al., 2005).**

### **6.3.2. Modelo: ligar e usar**

As unidades de microgeração são adquiridas pelo próprio produtor individual. Neste modelo, admite-se que o consumidor mudaria os seus hábitos de consumo de modo a aproveitar o investimento realizado através da maximização da electricidade exportada para a rede (Sauter et al., 2006).

A existência de incentivos financeiros de venda de energia à rede é uma das medidas de incentivo pressuposta neste modelo. De forma a compensar o investimento inicial, o consumidor-produtor pode optar por vender a energia à rede quando as recompensas monetárias são atractivas, ou pode consumir a própria energia diminuindo os custos da factura da energia eléctrica importada da rede (Sauter et al., 2005).

Este esquema leva à necessidade de existência de dois contadores de electricidade, um de entrada e outro de saída, com possibilidade de se fazer a leitura remota. Esta informação é necessária de modo a que o autoprodutor possa vender a energia produzida nas alturas em que o preço é mais vantajoso, habitualmente nos períodos dos picos do diagrama de cargas das centrais.

Uma análise económica baseada no período de retorno do investimento em três tecnologias de microgeração: fotovoltaico, micro-eólica e microturbinas a cogeração, integradas no modelo Ligar e Usar no Reino Unido, demonstrou que a maior fonte de rendimento financeiro seria através dos custos evitados na importação de electricidade da rede, quando não eram aplicadas política de incentivo financeiro. Nesta análise alcançaram-se períodos de retorno insuportáveis para o produtor/consumidor (Sauter et al., 2006).

No caso do Reino Unido, o período de retorno de investimento no sistema fotovoltaico simulado com diferentes combinações de políticas de financiamento, tais como ajuda de custos do investimentos inicial ou aumento dos subsídios e recompensas monetárias na exportação de energia, pode atingir os 40 anos, o que não é economicamente viável.

Devido ao clima mais frio no Reino Unido que em Portugal, e consequentemente maiores necessidades energéticas ao longo do ano, as unidades de microturbina a cogeração apresentam menos anos de retorno de investimento conseguindo alcançar períodos de retorno perto dos 3 ou 4 anos, quando a energia vendida à rede é subsidiada (Sauter et al., 2006).

Nas micro-eólicas os incentivos económicos simulados sugerem que esta tecnologia poderá alcançar um período de retorno perto de 10 anos, no caso de receberem esses mesmos incentivos (Sauter et al., 2006).

### **6.3.3. Modelo: controlo pelas empresas de energia**

Neste modelo os consumidores têm uma actividade mais passiva, fornecendo apenas o espaço para a colocação da unidade de microgeração, sendo esta propriedade de empresas de serviços energéticos (ESCo - energy service company) ou das empresas comercializadoras. As unidades de microgeração operam de acordo com as necessidades da empresa de electricidade, evitando que esta compre ao mercado eléctrico geral.

As necessidades energéticas devem ser controladas em tempo real, envolvendo um contador de electricidade multi-funcional que permita conhecer o perfil do utilizador e facilite o envio de sinais de controlo à unidade de microgeração por forma a otimizar o balanço das necessidades energéticas de procura e oferta (Sauter et al., 2006).

Neste modelo foram simuladas três situações. Na primeira o cliente apenas fornece o espaço às distribuidoras ou às ESCo para colocarem as tecnologias. Neste sistema, os painéis fotovoltaicos não são rentáveis, enquanto que a microturbina a cogeração e a micro-eólica podem alcançar períodos de retorno de cerca de 10 anos, se as necessidades de aquecimento e de electricidade gerada, forem elevadas (30 000 kWh/ano e 1500 kWh/ano, respectivamente) (Sauter et al., 2006).

No modo de *leasing* é necessário que o consumidor queira instalar a tecnologia de microgeração evitando deste modo os custos iniciais, pagando uma caução anual à empresa comercializadora ou às ESCo. Neste modelo, com a introdução de incentivos económicos, como subsídios de exportação e taxa favorável à energia renovável, podem ser alcançados períodos de retorno de 10 e 7 anos para as tecnologias fotovoltaicos e micro-eólicas, respectivamente. Com as tecnologias de microturbina a cogeração, resultaram períodos de retorno inferiores a 10 anos, variando com as necessidades energéticas térmicas (Sauter et al., 2006).

A terceira variante deste modelo, consiste na contratação do serviço das tecnologias de microturbina a cogeração, onde o cliente paga pelo serviço de aquecimento e electricidade à empresa comercializadora ou às ESCo, fornecendo o espaço para a tecnologia. Neste esquema, para necessidades energéticas anuais de 30 000 kWh obtiveram-se períodos de retorno na ordem de 4 anos (Sauter et al., 2006).

#### **6.3.4. Modelo: comunidade em micro-rede**

Neste terceiro modelo as unidade de microgeração estão interligadas entre si, existindo uma participação elevada dos consumidores nesta forma de produção eléctrica. Estes têm o controlo sobre as suas unidade de produção e irão igualmente contribuir para o balanço energético equilibrado entre a procura e a oferta de energia na rede (Sauter et al., 2006).

Existem aspectos técnicos que têm vindo a ser estudados, nomeadamente relacionados com a gestão e controlo da injeção de energia eléctrica na rede de distribuição por um conjunto de microfontes distribuídas.

O INESC Porto, sob a orientação do Professor João Peças Lopes, colaborou no projecto europeu *Microgrids*, onde foram abordadas essas questões da operação das micro-redes de distribuição de electricidade, nomeadamente no que diz respeito à gestão, controlo e protecção, bem como à avaliação dos benefícios económicos e sociais esperados para este tipo de sistemas.

## **7. Potencial da Microgeração em Portugal**

### **7.1. Objectivo e âmbito**

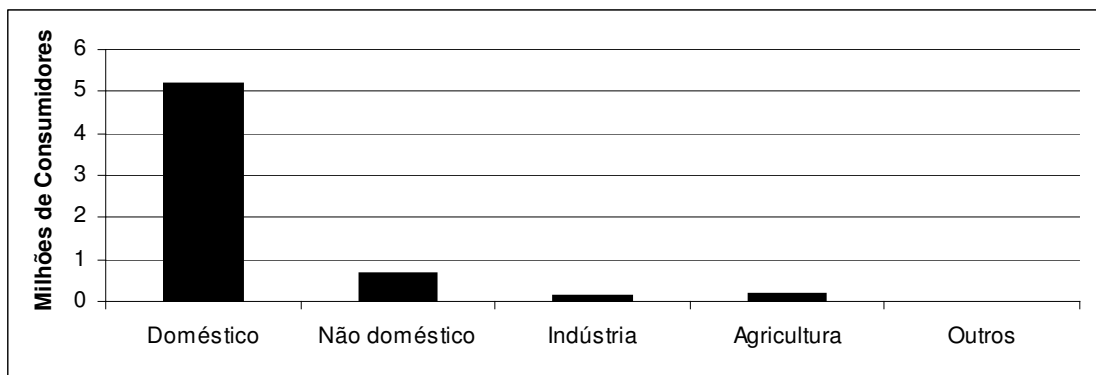
O Governo português assumiu três compromissos energéticos e ambientais para 2010, tendo em conta a actual situação do país já mencionada no capítulo 2.2, bem como os benefícios associados à introdução das fontes de microgeração no Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

- Restringir as suas emissões de gases de efeito de estufa (GEE) para níveis apenas 27% superiores às de 1990, de acordo com o Protocolo de Quioto (considera-se o ano 2010 como um ano intermédio do período de cumprimento do Protocolo de Quioto de 2008 a 2012).
- Atingir o nível de 45% da energia consumida a partir de fontes renováveis (sendo esta uma meta mais ambiciosa que a assumida no compromisso com a União Europeia - 39%).
- Instalar 50 000 unidades de microprodução eléctrica.

O DL 363/2007 constitui uma das ferramentas para alcançar estas metas, tendo como principal objectivo atingir a meta das 50 000 unidades de microgeração em 2010. No entanto, as restrições impostas neste instrumento não promovem de modo significativo o alcance dos outros dois compromissos de Portugal.

De acordo com este novo decreto-lei a potência máxima instalada de unidades de microgeração em 2010 é de 36,4 MW. Com este limite de potência instalada, cada uma das unidades de microgeração terá que ter em média uma potência de 728 W, de forma a atingir o número de instalações de microgeração a que Portugal se propôs a cumprir.

Visto que o maior número de consumidores eléctricos portugueses se encontra no sector doméstico (Figura 7.1), os incentivos financeiros do DL 363/2007 foram direccionados principalmente para estes consumidores, tendo sido os painéis fotovoltaicos a tecnologia mais subsidiada. No entanto, os 50 000 produtores-consumidores representam apenas 1,2 % dos consumidores totais de baixa tensão presentes actualmente no SEN.



**Figura 7.1. Número de consumidores portugueses de electricidade no ano 2005 (Adaptado de DGEG, 2007d).**

Por forma a avaliar a capacidade de integração destas tecnologias no SEN, é em seguida analisada a viabilidade económica das tecnologias renováveis e das tecnologias com elevada eficiência em Portugal.

Das tecnologias abrangidas pelo regime bonificado presente no DL 363/2007 apenas foram estudados os painéis fotovoltaicos e as micro-eólicas por apresentarem potências de instalação até 3,68 kW e por serem já tecnologias comercializáveis em Portugal.

A cogeração a biomassa, apesar de apresentar um elevado potencial de aplicação no nosso país, em tão pequena escala é ainda uma tecnologia recente e pouco “madura”, apresentando actualmente elevados custos para o produtor-consumidor.

O máximo de potência de ligação à rede de 3,68 kW limita em parte o potencial de aplicação das microhídricas. Estas tecnologias apresentam maior potencial em localidades



rurais, no entanto o estudo da sua viabilidade de aplicação deve ser analisado individualmente para cada caso.

Existem actualmente pilhas de combustível com baixas potências de instalação, no entanto apesar de serem tecnologias com um baixo impacte ambiental durante o processo de produção eléctrica, ainda não se encontram num patamar comerciável que promova o investimento a nível individual.

Nas tecnologias de elevada eficiência apenas foi analisada a microturbina a gás natural, visto que os motores alimentados com outros combustíveis fósseis apresentam eficiências de combustão inferiores, o que leva a uma má relação entre a produção eléctrica e a emissão dos gases de efeito de estufa (GEE). Outra mais valia das microturbinas a gás natural prende-se com a facilidade destas quanto à aquisição do combustível, visto que existe já uma rede de gás natural em Portugal que abrange a maioria dos potenciais investidores nestas tecnologias.

Nos cenários analisados nos seguintes sub-capítulos assumiu-se que a produção descentralizada se encontrava integrada numa gestão centralizada de electricidade, ou seja, os produtores-consumidores estão ligados à rede eléctrica, não sendo necessário investir em tecnologias de armazenamento eléctrico.

## **7.2. Potencial actual dos painéis fotovoltaicos e das micro-eólicas**

Com base nos limites de potência a instalar, bem como a potência máxima registada permitida em 2010 de acordo com o DL 363/2007, admitiram-se dois cenários extremos de introdução da microgeração no SEN utilizando-se as tecnologias renováveis actualmente disponíveis no mercado português:

- Introdução de 50 000 painéis fotovoltaicos até 2010
- Introdução de 50 000 micro-eólicas até 2010

Simulando diferentes taxas de crescimento da procura eléctrica portuguesa, a meta de unidades instaladas definida pelo Governo traduzir-se-á no máximo em 0,1% da energia produzida de 2010 (Tabela 7.1).

**Tabela 7.1. Percentagem da energia produzida pelas 50 000 unidades de microgeração fotovoltaica e micro-eólica em 2010, para diferentes taxas de crescimento da procura eléctrica nacional (Adaptado de EUROSTAT, 2007e DGEEd, 2007).**

	Taxa de crescimento anual da procura eléctrica nacional		
	0 %	3 %	6 %
<b>Estimativa de Produção Eléctrica em 2010 (TWh)</b>	46,6	53,9	62,3
<b>Percentagem de produção eléctrica a partir dos painéis fotovoltaicos (%)</b>	0,11	0,09	0,08
<b>Percentagem de produção eléctrica a partir das micro-eólicas (%)</b>	0,06	0,05	0,05

Os resultados demonstram que uma introdução de 50 000 unidades de painéis fotovoltaicos ou de micro-eólicas não terá expressão significativa na produção eléctrica nacional, sendo o DL 363/2007 apenas de cariz demonstrativo.

No entanto, este documento legislativo pode ser considerado um marco importante para o SEN, pois tem um efeito de marketing sobre estas tecnologias, promovendo a abertura do mercado eléctrico a estas novas *microfontes*.

O presente decreto-lei irá igualmente proporcionar o estudo do comportamento do SEN face à introdução destas novas fontes de energia dispersa. No entanto, as condições técnicas da actual rede eléctrica nacional permitem introduzir um volume significativo de 10 a 20% da potência injectada no pico de consumo da rede de distribuição proveniente destas fontes de microgeração (comunicação pessoal de Professor Peças Lopes).

Como a actual meta das 50 000 unidades de microgeração em 2010 não promove uma exploração significativa do potencial destas tecnologias, é desejável uma evolução para uma meta mais ambiciosa, acompanhada duma evolução dos meios necessários para que esta seja atingível.

Uma nova meta para 2020 poderia promover a instalação de tecnologias de pequena escala que cobrissem uma percentagem significativa dos consumos eléctricos portugueses, semelhante à actual meta proposta para as energia renováveis. Esta seria direccionada para a energia produzida pelo conjunto das instalações de microgeração, independentemente do número de equipamentos instalados.

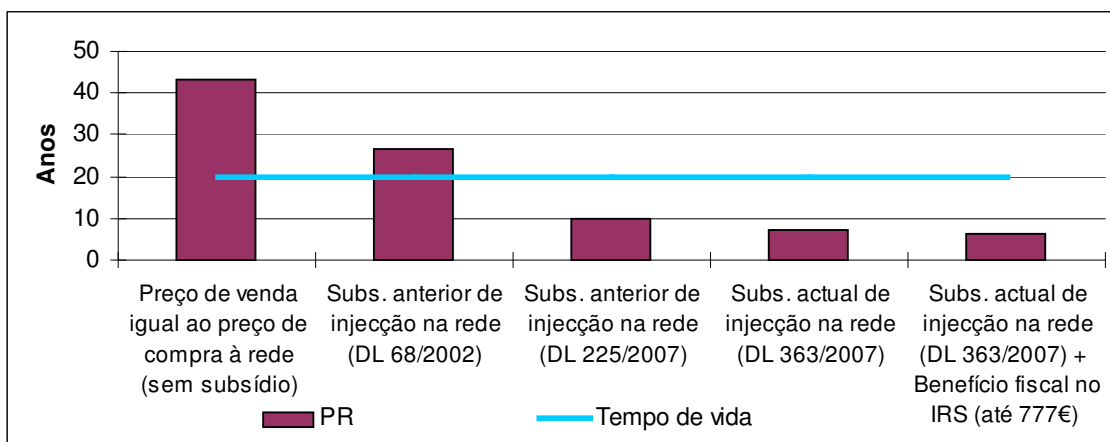
Por forma a que esta meta seja alcançada teriam que existir condições adequadas que permitissem alcançar esta meta mais ambiciosa, tais como alargamento do âmbito de aplicação do actual DL 363/2007 aumentando o valor da potência a instalar e abrindo oportunidades de negócio no mercado eléctrico às empresas de serviço energético (ESCO).

Actualmente, um produtor-consumidor consegue alcançar um período de retorno (PR) de 6 e 7 anos no investimento em painéis fotovoltaicos e micro-eólicas, respectivamente. Este indicador financeiro teve em conta o subsídio de acordo com o regime bonificado do DL 363/2007 e o incentivo ao investimento nestas tecnologias presente no orçamento de Estado de 2008 (no apêndice 3 apresenta-se o método de cálculo).

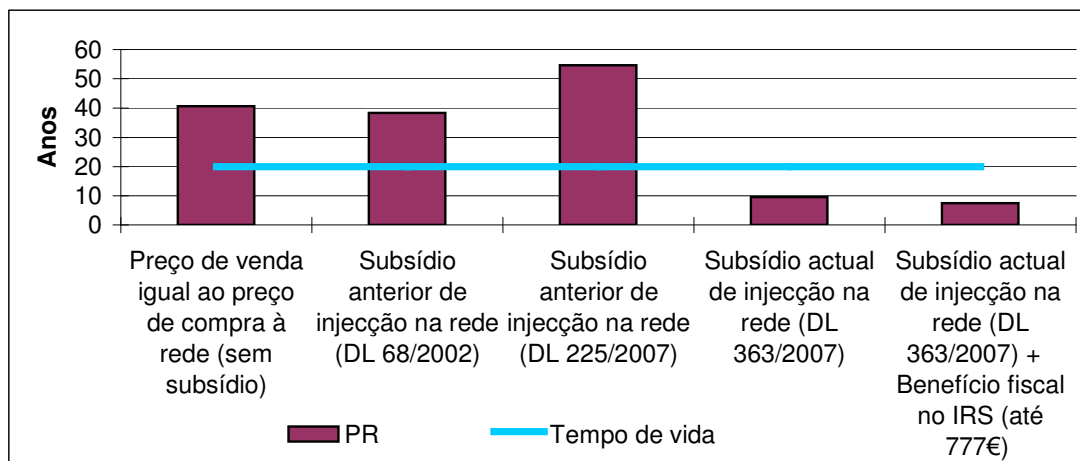
O PR obtido é o resultado das actuais políticas aplicadas a estas tecnologias de baixas potências. No entanto, analisando o mesmo indicador financeiro para as diferentes condições de benefícios estatais, verificam-se maioritariamente PR superiores.

Os gráficos seguintes foram obtidos tendo em conta os custo de investimento e da energia anual produzida associados a cada tecnologia:

- Painéis fotovoltaicos: 6 500 €/kW ; 1 400 kWh/kW
- Micro-eólica: 3 500 €/kW ; 800 kWh/kW



**Figura 7.2. Período de retorno (PR) do investimento de painéis fotovoltaicos em Portugal (Adaptado de Voorspools et al., 1998).**



**Figura 7.3. Período de retorno (PR) do investimento de micro-eólicas em Portugal (Adaptado de Voorspools et al., 1998).**

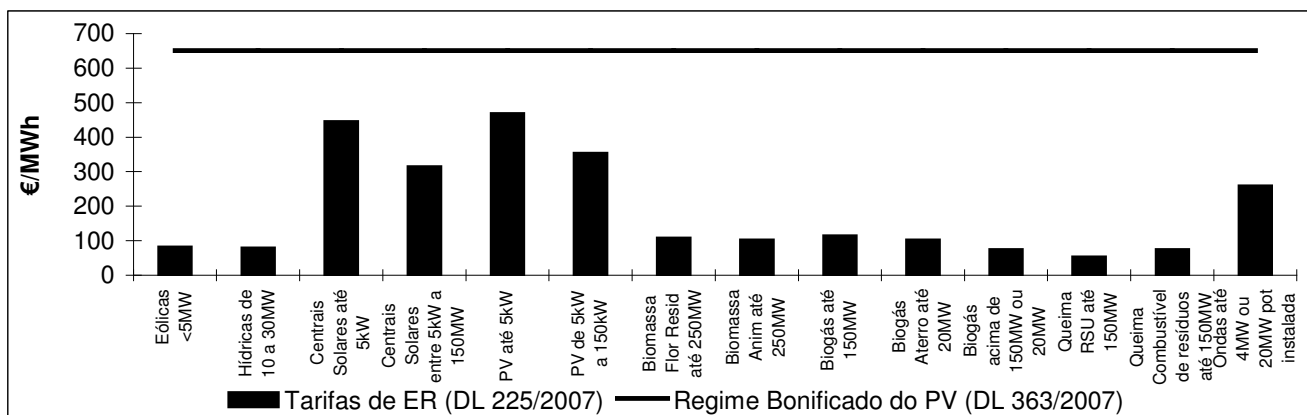
Sob o ponto de vista dum investidor particular, esta nova forma de produção eléctrica só será economicamente viável se a diferença entre os custos de operação e os custos energéticos evitados forem suficientemente superiores ao investimento inicial e com um período de retorno aliciente.

Com os actuais preços da tecnologia e os preços de electricidade da rede, torna-se inviável o investimento neste tipo de produção eléctrica, sem recorrer a benefícios estatais, visto que os anos de período de retorno superam a vida útil destas tecnologias.

A evolução dos incentivos financeiros demonstrou uma sucessiva diminuição do retorno de investimento, com excepção do subsídio atribuído pelo DL 225/2007 para as micro-eólicas. Tal facto deve-se à não diferenciação de tarifas de venda de electricidade à rede entre a micro-eólica e a eólica em grande escala, ao contrário da verificada no caso dos painéis fotovoltaicos de baixa e grande potência.

Pela análise das Figura 7.2 e Figura 7.3 verifica-se que apenas existem condições propícias para o investimento nas tecnologias de microgeração através do subsídio atribuído pelo DL 363/2007, onde os períodos de retorno são cerca de 6 e 7 anos para os painéis fotovoltaicos e micro-eólicas, respectivamente.

No entanto, este último subsídio é muito superior ao aplicado às restantes energias renováveis de maiores potências, servindo apenas como estímulo ao investimento pioneiro nas tecnologias de microgeração em Portugal.



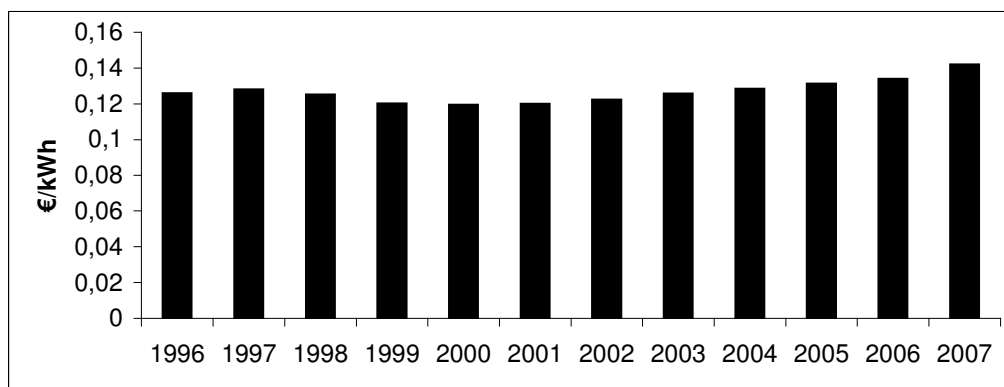
**Figura 7.4. Comparação entre as tarifas aplicadas às fontes de energia renováveis (ER) tendo por base o DL 225/2007 e a tarifa do regime bonificado do DL 363/2007 aplicada aos painéis fotovoltaicos (PV).**

### 7.3. Potencial futuro dos painéis fotovoltaicos e das micro-eólicas

A energia eléctrica proveniente das tecnologias inseridas no regime bonificado do DL 363/2007 poderá ser vendida à rede por um valor máximo quatro vezes e meio superior ao da tarifa actual da rede aplicada ao consumidor doméstico a partir: 0,149 €/kWh (preços correntes) (EUROSTAT, 2007). Não sendo sustentável para o Estado suportar valores de compra aos produtores-consumidores tão altos em larga escala.

No futuro, estes incentivos financeiros poderão ser direccionados principalmente para instituições como escolas e edifícios do Estado, como forma de promoção destas tecnologias através da educação ambiental.

No entanto, com a fraca evolução dos preços de electricidade da rede (Figura 7.5), o investimento em painéis fotovoltaicos ou em micro-eólicas torna-se inviável sem recorrer a ajudas financeiras estatais.



**Figura 7.5. Evolução dos preços correntes de electricidade no sector doméstico português (Fonte: EUROSTAT, 2007).**

Para o ano 2008, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) anunciou um aumento médio de 2,9% na factura eléctrica dos consumidores portugueses de baixa tensão normal do sector doméstico.

No entanto, esta revisão tarifária não irá gerar muitas alterações comparativamente às tarifas eléctricas de Janeiro de 2007, visto que nos meses de Setembro a Dezembro procedeu-se a uma redução na tarifa eléctrica de 3%. Esta revisão extraordinária das tarifas foi justificada pela cessação do anterior modelo de contractualização de energia (Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual – CMEC) e implementação dos Custos de Aquisição de Energia (CAE) no novo modelo de mercado eléctrico – Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Esta subida de preço de electricidade é pouco significativa, sobretudo tendo em

conta que o défice tarifário da REN a 31 de Dezembro de 2007 era de 466 M€ (ERSE, 2007c).

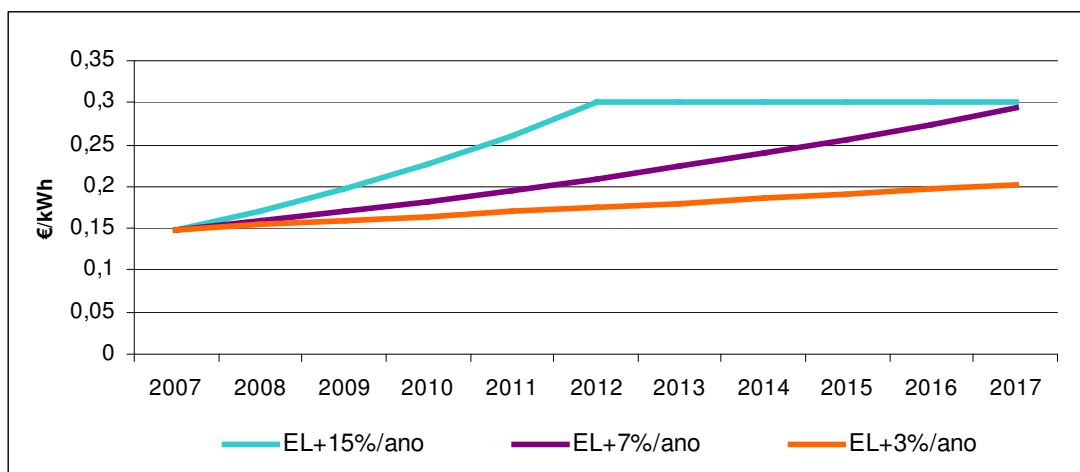
No final de 2006, o antigo presidente da ERSE, Jorge Vasconcelos, propôs um aumento de cerca de 15% para os preços da luz de forma a liquidar mais rapidamente o défice tarifário que o país. No entanto, o ministro da Economia, Manuel Pinho, interveio e limitou esta subida a 6%, levando à demissão de Vasconcelos e consequente eleição do actual presidente, Vítor Santos (Agência financeira, 2007).

Esta restrição política do preço da electricidade fez com que a tarifa actual aplicada à electricidade da rede, não só não tenha em conta o custo de escassez dos recursos fósseis utilizados, como também não reflecta o custo real necessário para a produção e transporte da energia eléctrica. Este custo real não se encontra documentado de forma transparente, estando disfarçado pelos subsídios atribuídos a diversas componentes do sector eléctrico português.

Pelos benefícios apresentados e pelo cenário energético-ambiental de Portugal, é do interesse do governo português integrar estas fontes de produção dispersas junto dos locais de consumo.

Para que seja economicamente viável investir neste tipo de tecnologias, sem recorrer a subsídios estatais tão elevados, tanto os custos de investimento na microgeração renovável, como o preço de energia da rede terão de sofrer alterações substanciais.

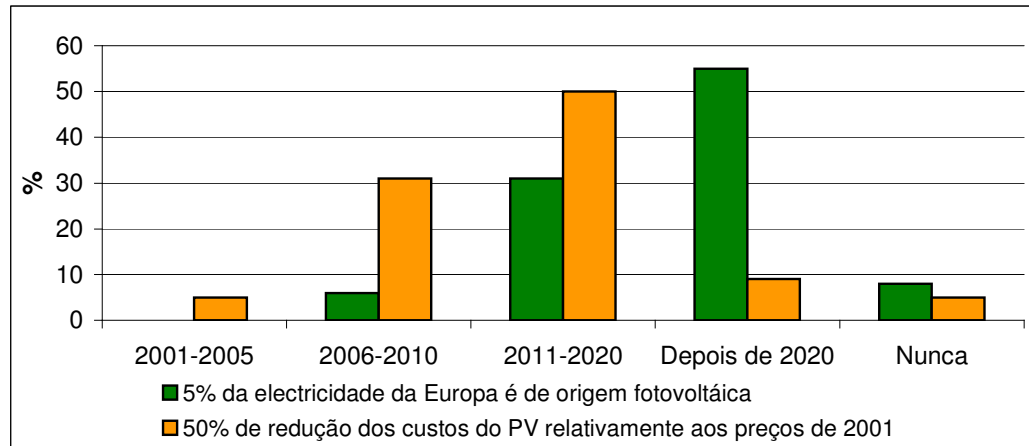
Na ausência de informação fidedigna e apenas para efeitos deste estudo, admitiu-se que o custo real de electricidade será o dobro do custo actual. Como hipóteses foram estudados três cenários de convergência do preço actual para o real correspondendo a uma taxa de crescimento anual do preço de electricidade de 15% (EL+15%), 7% (EL+7%) e 3% (EL+3%).



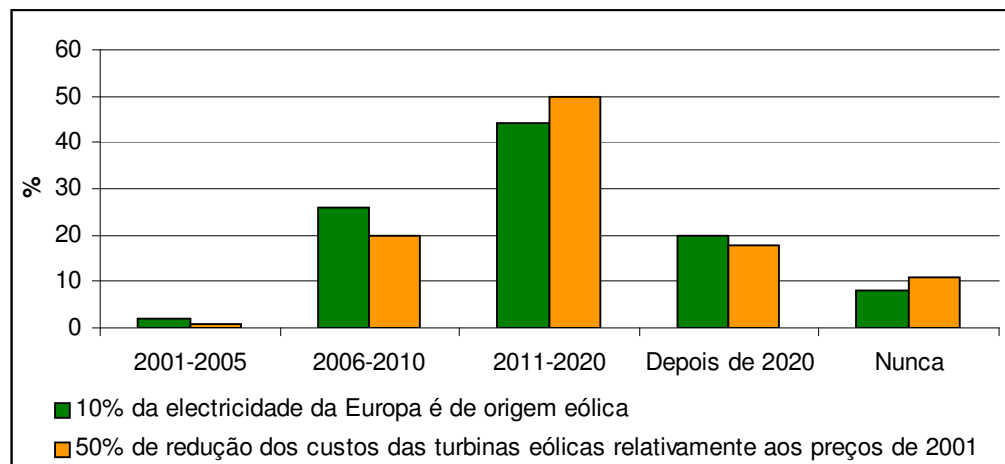
**Figura 7.6. Aumento do preço de electricidade do sector doméstico português com diferentes taxas de crescimento: 15% (EL+15%/ano), a 7% (EL+7%/ano) e a 3% (EL+3%/ano) (preços constantes de 2007).**

Nos cenários com uma taxa anual de 15% e 7% o preço real é atingido num horizonte de 5 e 10 anos, respectivamente. No cenário EL+3%, onde o custo de electricidade sobe 3% por ano, apenas se consegue atingir o valor real em 2030.

Um questionário, elaborado em 2001, a especialistas de produção descentralizada sobre as expectativas de evolução destas diferentes tecnologias de produção eléctrica, revelou que 50% dos inquiridos concordava que iria haver uma redução do custo das tecnologias do painéis fotovoltaicos e da energia eólica em cerca de 50%, no período entre 2011 e 2020 (DECENT, 2002).



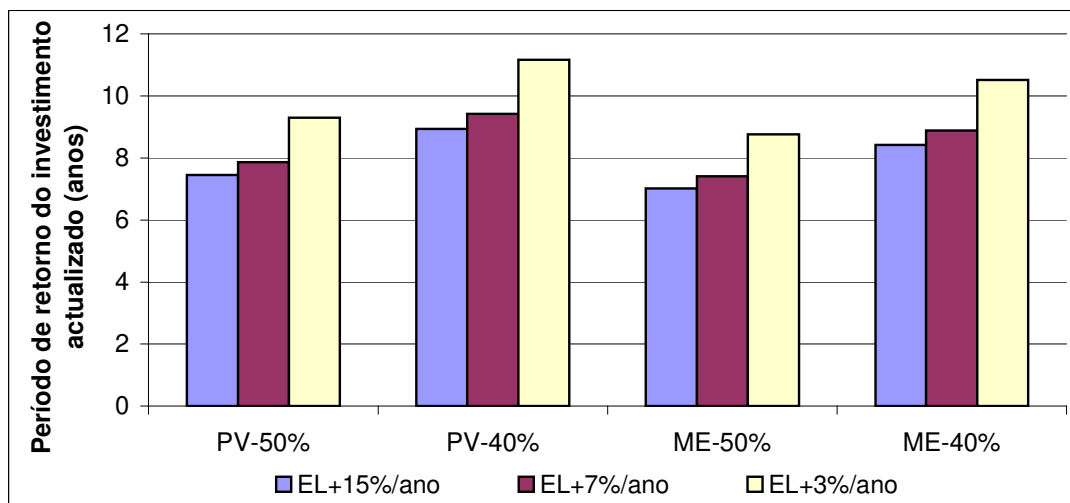
**Figura 7.7. Resultado dum inquérito realizado a especialistas sobre as expectativas da evolução dos painéis fotovoltaicos no futuro (Adaptado de DECENT, 2002).**



**Figura 7.8. Resultado dum inquérito realizado a especialistas sobre as expectativas da evolução da energia eólica no futuro (Adaptado de DECENT, 2002).**

Tendo por base os resultados do questionário, consideram-se credíveis cenários de redução dos custos actuais de 40 e 50% num horizonte de cinco anos (até 2012). Desta forma, simularam-se dois cenários de redução dos custos para cada tecnologia de microgeração renovável: fotovoltaica (PV-40% e PV-50%) e micro-eólica (ME-40% e ME-50%).

Neste exercício admitiu-se um investimento inicial concretizado em 2012, uma taxa de actualização de 3% para projecções financeiras de 20 anos (tempo de vida útil das tecnologias) e um valor de venda de electricidade à rede 7 % superior ao valor de compra (correspondente à percentagem das perdas evitadas nas redes de distribuição e transporte do SEN).



**Figura 7.9. Período de retorno do investimento não subsidiado em painéis fotovoltaicos (PV) e micro-eólicas (ME), para um investimento concretizado em 2012.**

Nos cenários apresentados verifica-se um período de retorno do investimento de 7 a 9 anos para as taxas anuais de evolução do preço de 15 e 7%, respectivamente. Nos cenários onde a convergência do preço actual para o real apenas evoluiu a uma taxa anual de 3% obtiveram-se resultados menos aliciantes para os investidores (no apêndice 3 apresenta-se o método de cálculo).

No cenário EL+15% o período de retorno é sempre inferior para qualquer redução do preço das tecnologias, visto que neste cenário o preço da electricidade da rede apresenta já um preço real no ano inicial do investimento (Figura 7.6).

No cenário EL+7%, como a convergência para o preço real é metade da utilizada no cenário EL+15%, os períodos de retorno são maiores visto que só é atingido o preço real da electricidade da rede cinco anos após o investimento inicial (Figura 7.6).

No cenário EL+3% o preço real só é atingido nos últimos anos das projecções financeiras assumidas para este exercício, atingindo períodos de retorno de investimento de cerca de 9 a 11 anos.

Neste exercício económico não foi tido em conta a evolução da eficiência das tecnologias, nem o valor económico associado aos benefícios ambientais desta microgeração



renovável, o que poderia ter contribuído para um aumento da viabilidade económica nestes investimentos.

Do ponto de vista económico, a micro-eólica apresenta um período de retorno de investimento menor em todos os cenários. No entanto, a energia produzida por esta tecnologia não é tão fiável como a da fotovoltaica, por força da maior irregularidade do vento.

Com a redução do preço destas tecnologias e uma convergência do preço da energia da rede para o custo real, alcançaram-se períodos de retorno mais aliciantes que os actuais sem recurso a subsídios estatais.

No entanto, o elevado custo inicial destes equipamentos pode ainda constituir uma barreira ao investimento individual. Para que esta seja ultrapassada poderiam ser elaborados meios que permitissem um posicionamento das empresas de serviço energético (ESCo) no mercado eléctrico.

As ESCo ao serem responsáveis pelo fornecimento energia do consumidor não só iriam promover a eficiência energética junto dos seus clientes, como teriam um maior capital disponível para investir nestas tecnologias.

Uma outra forma de ultrapassar os elevados custos iniciais é através de empréstimos bancários. Para tal é necessário que o sector bancário confie neste tipo de investimento e proporcione prestações mensais adequadas aos pequenos produtores.

#### **7.4. Potencial actual da micro-cogeração a gás natural**

No final de 2005, segundo dados da COGEN – Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração), existia uma potência instalada em Portugal em cogeração de cerca de 1 207 MW, e com uma produção anual estimada de 13% do consumo total da energia eléctrica do País. (Cogeneration Portugal, 2007).

No entanto, estas unidades de cogeração são maioritariamente aplicadas em indústrias como a do papel, apresentando elevadas potências por unidade instalada. Em pequena escala, as centrais de micro-cogeração até 50 kW de potência instalada não são ainda muito comuns em Portugal. Segundo a COGEN Europe em 2004 existiam:

- Uma pilha combustível de 5 kW no Instituto Superior Técnico, instalada no âmbito dum projecto de investigação.
- Uma microturbina de 30 kW na empresa Labelec-EDP com o objectivo de estudar o seu comportamento.
- Alguns motores de combustão interna de 5 kW em hotéis.
- Alguns motores de combustão interna de 15 kW em hotéis e piscinas.

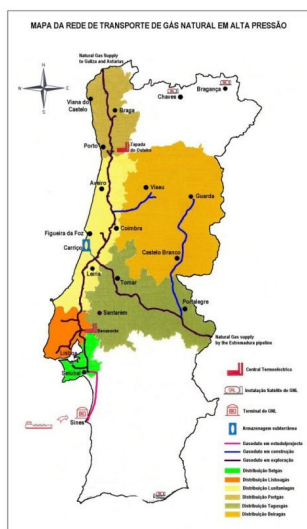
De acordo com as estimativas da COGEN Europe (2004), as unidades de microcogeração, com potências inferiores a 150 kW, apresentam um potencial técnico de mercado de cerca de 500 MW. Segundo a mesma fonte, este nível de potência instalada poderia representar uma redução de 287 kt de dióxido de carbono por ano em Portugal, o que representaria cerca de 5% das emissões nacionais deste poluente.

Os sectores económicos com maior potencial de instalação destas unidades com gamas de potência inferiores a 150 kW são essencialmente os pequenos centros comerciais, ginásios, hotéis, pequena indústria e condomínios onde existam necessidades térmicas significativas.

O mercado português de micro-cogeração está ainda a começar a surgir, existindo pouca comercialização destas tecnologias de baixas potências. No entanto, começam a surgir algumas empresas de serviço energético (ESCO) que se começam a posicionar no novo mercado liberalizado, procurando oportunidades nesta área de negócio (COGEN Europe, 2004).

Um dos entraves ao investimento nestas tecnologias deve-se à rede de distribuição do gás natural em Portugal continental não cobrir uma parte significativa do território nacional. No entanto os potenciais instaladores destas tecnologias encontram-se maioritariamente abrangidos pela rede de gás natural do país.

Pela Figura 7.10 verifica-se que os consumidores do interior norte do país, bem como os do sul são abastecidos por via de unidades autónomas de regaseificação de gás natural. Estas unidades consistem em grandes depósitos de gás natural liquefeito, alimentados com gás transportado em camiões cisterna, procedendo-se posteriormente à sua regaseificação e à injeção deste gás em redes locais de distribuição autónomas.



**Figura 7.10. Mapa da distribuição da rede de gás natural em Portugal (Fonte: GALP ENERGIA, 2007).**

No entanto, o elevado custo do equipamento constitui o principal entrave à introdução destas tecnologias no Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

A instalação duma microturbina de potência de 60 kW com recuperador de calor pode custar 3 000 €/kW (Ecopower, 2007). No entanto os custos de operação e manutenção são substancialmente superiores aos das microtecnologias renováveis, visto que o seu funcionamento depende de combustíveis fósseis como gás natural ou derivados do petróleo.

O CEEETA (2001g) realizou o “Estudo do Mercado Potencial para a Aplicação das Tecnologias de Micro-cogeração em Portugal” onde analisou a viabilidade económica da introdução duma microturbina de 75 kW, com uma eficiência global de 80%.

Na tabela seguinte é apresentado o preço máximo do gás natural, conjugado com o aproveitamento do calor, que viabiliza economicamente o investimento nestas tecnologia em cogeração para diferentes sectores económicos portugueses.

**Tabela 7.2. Viabilidade económica da instalação duma microturbina em diferentes sectores da economia portuguesa (Adaptado de CEEETA, 2001g).**

Tipologia	Preço do gás (€/m <sup>3</sup> )	Aproveitamento do calor (%)
<b>Condomínios</b>		
<b>100 apartamentos</b>	0,224	0
<b>75 apartamentos</b>	0,30	30
<b>Estabelecimento hoteleiro</b>	0,15	80
<b>Clínicas e hospitais</b>	0,30	80
<b>Edifícios de administração pública</b>	0,15	30
<b>Escritórios</b>	0,20	30
<b>Hipermercados</b>		
<b>Área &lt; 2 000m<sup>2</sup></b>	0,15	30
<b>Área &gt; 2 000m<sup>2</sup></b>	0,30	80

No sector residencial estas tecnologias apenas terão interesse se aplicadas a condomínios de grandes dimensões, sendo o investimento mais atractivo se estes dispuserem de “piscina aquecida por bomba de calor, health club com climatização através de bomba de calor reversível e garagens interiores com ventilação” (CEEETA, 2001g).

Os hotéis são em geral abastecidos em média tensão, o que proporciona tarifas de electricidade mais baixas que as dum consumidor doméstico em baixa tensão. Tal facto leva a

que principalmente nos períodos de vazio (período do dia com tarifas eléctricas mais baixas) não seja economicamente viável consumir electricidade proveniente destas tecnologias.

Para os hospitais de média ou grande dimensão verificou-se uma viabilidade económica quando existe um aproveitamento de calor significativo.

Os edifícios da administração pública são caracterizados por não apresentarem, em geral, grandes necessidades de água quente sanitária, sendo a rentabilidade deste equipamento menor nas pequenas e médias superfícies.

Os escritórios são caracterizados pela elevada climatização da área útil. Para um conjunto de vários escritórios com consumo eléctrico individual em baixa tensão, os resultados mostraram-se promissores, apesar de não existirem necessidades térmicas significativas que aumentem a rentabilidade do investimento.

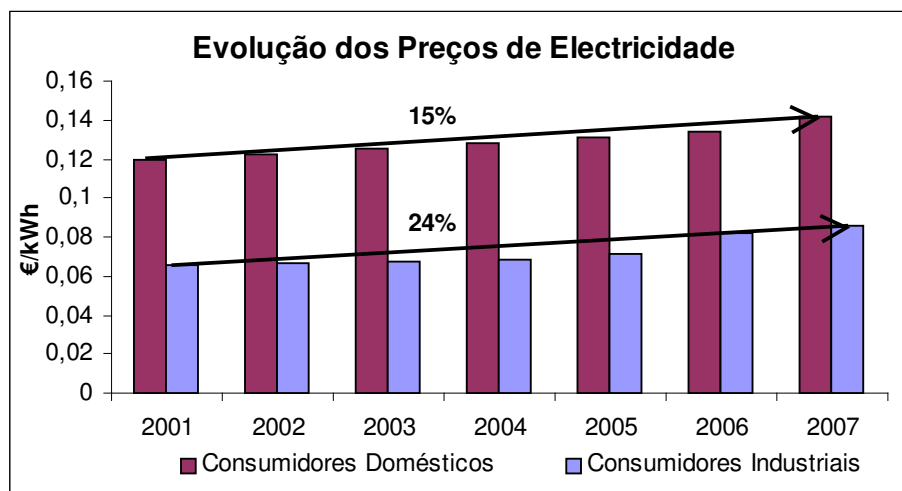
Nos edifícios a adesão a estes equipamentos será mais facilitada se estas tecnologias forem à partida prevista na fase de projecto.

As superfícies comerciais com hipermercados, com forte componente de venda de produtos alimentares, apresentam maior potencial de aplicação das tecnologias de microgeração, visto que as suas necessidades eléctricas são elevadas de forma a suportar o funcionamento dos equipamentos frigoríficos.

O sector industrial não foi analisado visto que existe uma elevada heterogeneidade entre os tipos de consumidores industriais. No entanto, todos têm praticamente em comum o valor constante de potência utilizada ao longo dos meses do ano. Uma análise da viabilidade económica deste tipo de investimento terá de ser analisada sector a sector, visto que as necessidades térmicas dos consumidores industriais variam consoante os processos em questão (CEEETA, 2001g).

Os resultados do estudo do CEEETA de 2001 demonstraram uma elevada sensibilidade à percentagem do calor aproveitado e ao custo do gás. A baixa eficiência eléctrica (30%), conjugada com os elevados custos duma microturbina a gás natural, não permite, por si só, uma viabilidade económica atractiva.

Comparando o preço de electricidade de 2001 com o preço actual verifica-se que houve um aumento médio de 15 e 24% nos preços aplicados ao sector doméstico e industrial, respectivamente.



**Figura 7.11. Evolução do preço de electricidade (valores correntes e sem taxas) para os sectores doméstico e industrial português (Adaptado de EUROSTAT, 2007) .**

No 3º quadrimestre de 2007 o preço do gás natural foi de 0,75 €/m<sup>3</sup> para os consumidores domésticos e de 0,29 €/m<sup>3</sup> para os industriais (EUROSTAT, 2007). Tendo por base o custo actual do gás natural, o preço de electricidade e os resultados do estudo do CEEETA de 2001, conclui-se que actualmente não existe viabilidade económica atractiva no investimento destas unidades.

Os actuais potenciais instaladores são piscinas de 25 metros ou mais, ou os hotéis de 4 ou 5 estrelas com piscina, que sejam simultaneamente clientes de electricidade na gama da baixa tensão especial (BTE) ou baixa tensão (BT), para que esta electricidade “cara” compense os custos actuais do gás natural (comunicação pessoal pela Dr.<sup>a</sup> Gabriela Dias, 2007).

No entanto, estes potenciais instaladores são cada vez mais raros, visto que a maioria destes sectores já se encontra ligada a média tensão (MT), ou seja, com tarifas eléctricas mais baixas por energia consumida.

A burocratização constitui outros dos entraves ao investimento nestas unidade de produção em pequena escala. Tomando como exemplo o processo de instalação duma microturbina em Frielas, verificou-se que decorreram seis meses no processo de licenciamento e conexão à rede desta unidade. Neste projecto os custos de conexão representaram cerca de 15% do custo total do investimento (ELEP, 2006).

Um dos objectivos do recente decreto-lei referente à microgeração (DL 363/2007) foi ultrapassar esta barreira burocrática. No entanto, o limite de potência permitido neste documento é demasiado baixo para abranger a gama habitual de potências das microturbinas (30 kW).

## 7.5. Potencial futuro da micro-cogeração a gás natural

Em 2001, o CEEETA estimou um mercado potencial para a micro-cogeração em 2 000 unidades incluindo estabelecimentos hoteleiros, centros comerciais, hospitais e clínicas de pequena e média dimensão. Tendo em conta as pequenas e médias empresas industriais a população alvo poderia atingir cerca de 5 000 unidades instaladas.

Actualmente, os sectores hoteleiros, hospitais e centros comerciais representam cerca de 4 200 potenciais instaladores de unidades de cogeração. Contabilizando as pequenas e médias empresas poderá ser atingida uma população alvo de 7 000 potenciais clientes no presente.

**Tabela 7.3. Estabelecimentos hoteleiros em Portugal em 2006 (Adaptado de INE,2008).**

Estabelecimentos Hoteleiros	Capacidade de acolhimento	
	N.º de Unidades	N.º de camas
Hotéis	622	12 7423
Pensões	877	42 159
Estalagens	100	6 058
Pousadas	42	2 273
Motéis	22	2 058
Hotéis-Apartamentos	132	35 215
Aldeamentos Turísticos	31	12 347

**Tabela 7.4. Estabelecimentos comerciais por área de exposição em 2005 (Adaptado de INE, 2008).**

Escalão de área de exposição e venda	N.º de Unidades
Menos de 400 m <sup>2</sup>	677
400 a 1000 m <sup>2</sup>	713
1000 a 1999 m <sup>2</sup>	432
2000 a 2500 m <sup>2</sup>	53
2500 a 4000 m <sup>2</sup>	77
4000 a 7999 m <sup>2</sup>	44
8000 m <sup>2</sup> e Mais	53

Se cada um dos potenciais clientes tivesse instalado em média uma microturbina de 75 kW de potência eléctrica em 2007, representaria cerca de 3,7% da potência total instalada em Portugal (525 MW de 14 041 MW).

Para que este potencial seja explorado é necessário que exista uma revisão da legislação referente a este tipo de instalações de baixa potência, por forma a desburocratizar o processo de instalação.

De acordo com os resultados do estudo do CEEETA atrás mencionado, é igualmente indispensável uma divergência entre os preços de electricidade e do gás. Esta poderá ser obtida através dum aumento do custo de electricidade para um valor mais semelhante com o custo real.

Por forma a aumentar a confiança dos potenciais investidores nestas tecnologias de micro-cogeração, em Portugal, é importante demonstrar a viabilidade deste género de investimentos através de projectos pilotos aplicados a determinados sectores.

O questionário elaborado pelo CEEETA às diversas empresas com potencial de instalação de unidade de micro-cogeração, mostrou uma falta de confiança nestas tecnologias visto que as empresas não estão vocacionadas para a produção eléctrica.

Este obstáculo poderia ser ultrapassado através das ESCo que poderiam assegurar a gestão do equipamento e, eventualmente, o seu financiamento, sendo ressarcidas dos custos daí decorrentes através de contratos estabelecidos com as empresas (CEEETA, 2001g).

## **8. Conclusões**

### **8.1. Principais resultados**

A integração das tecnologias de microgeração no sistema eléctrico nacional (SEN) é uma das possíveis estratégias a adoptar por forma a melhorar o desempenho energético e ambiental de Portugal.

Uma introdução de 10% dum conjunto de tecnologias de microgeração no SEN pode evitar perdas na rede de cerca de 440 GWh que equivaleriam a evitar 3% das emissões de CO<sub>2</sub> no ano de 2005 (162 kt de CO<sub>2</sub>), a uma poupança de 22 M€ e a um atraso de 2 anos nos investimento nas redes.

As condições técnicas da actual rede eléctrica nacional permitem um volume significativo de microgeração de 10 a 20% da potência injectada no pico de consumo da rede de distribuição. Por forma a explorar este potencial o Governo português atribuiu um subsídio às tecnologias renováveis, abrangidas pelo regime bonificado do DL 363/2007, proporcionando actualmente um período de retorno do investimento em cerca de 6 e 7 anos para os painéis fotovoltaicos e micro-eólicas, respectivamente.

No entanto, apesar do elevado subsídio atribuído principalmente aos painéis fotovoltaicos, as restrições à potência instalada, impostas pelo mesmo documento legislativo,



permitem apenas que as 50 000 unidades de microgeração propostas como meta para 2010 representem no máximo cerca de 0,1% do consumo eléctrico nacional nesse ano.

Com os actuais custos das tecnologias e o preço de compra de electricidade da rede, o investimento nestes equipamentos torna-se inviável sem este suporte financeiro. Tendo em conta que o sistema financeiro do SEN é fechado, não se torna sustentável exigir aos consumidores eléctricos portugueses comuns que suportem valores de compra de electricidade aos produtores-consumidores tão altos em larga escala.

Dado o potencial de microgeração por explorar, foram analisados três cenários de convergência do preço de electricidade para o valor real e dois cenários de redução dos custos de investimento nas microtecnologias renováveis (painéis fotovoltaicos e micro-eólicas).

A conjugação destes cenários demonstrou que estas tecnologias poderiam atingir períodos de retorno de 7 a 9 anos sem subsídios estatais com taxas anuais de evolução do preço de electricidade da rede de 15 e 7%, pressupondo que os custos de investimento poderão ter uma redução de 40 a 50% num horizonte de 5 anos. No cenário onde a convergência para o preço real evoluiu a uma taxa anual de 3% atingiram-se períodos de retorno de investimento de cerca de 9 a 11 anos.

Na micro-cogeração as microturbinas a gás natural apresentam um potencial igualmente elevado em Portugal, podendo representar cerca de 3,7% da potência instalada nacional. Os sectores económicos com maior potencial de aplicação correspondem aos estabelecimentos hoteleiros, aos centros comerciais, aos hospitais e clínicas de pequena e média dimensão e às pequenas e médias empresas industriais.

No entanto, estes potenciais instaladores só atingem investimentos rentáveis através da instalação de unidades de micro-cogeração a gás natural com maiores potências do que as limitadas pelo DL 363/2007 (5,75 kW). Desta forma, apenas os sectores económicos que apresentam elevadas necessidades térmicas, como por exemplo piscinas de 25 metros ou hotéis de 4 ou 5 estrelas com piscina, é que conseguem alcançar investimentos atractivos através do subsídio atribuído ao abrigo do DL 68/2002.

Este documento legislativo incentiva ao investimento de sectores que sejam simultaneamente clientes de electricidade na gama da baixa tensão especial (BTE) ou baixa tensão (BT), por forma a que a electricidade auto-consumida substitua uma electricidade “cara”. No entanto, estes potenciais instaladores são cada vez mais raros, visto que a maioria destes sectores já se encontra ligada a média tensão (MT), ou seja, com tarifas eléctricas mais baixas por energia consumida.

Para que seja possível explorar este potencial de micro-cogeração não renovável será necessário uma revisão da legislação vigente que ultrapasse tanto a barreira da burocratização do processo de instalação, como a fraca divergência entre os preços de electricidade e do gás.

No entanto, um dos problemas destas tecnologias não renováveis de elevada eficiência prende-se com o impacte a nível da poluição local causado pelas emissões geradas junto dos consumidores. Este será tanto menor, quanto maior for a dispersão da zona urbana.

A microgeração apresenta um enorme potencial tanto a nível económico como no cumprimento das metas de produção de energia a partir de fontes renováveis e na redução dos GEE. No entanto, para que este potencial seja explorado de forma significativa será necessário uma convergência do preço actual de electricidade da rede para um custo real da energia da rede e uma evolução da tecnologia que permita uma redução significativa dos custos destes equipamentos.

## **8.2. Recomendações**

O recente subsídio aplicado às tecnologias de baixa potência, principalmente aos painéis fotovoltaicos foi considerado um marco bastante importante na integração destas fontes de produção eléctrica no SEN. Este apoio financeiro ao longo do período de funcionamento destes equipamentos tem como objectivo proporcionar um efeito de marketing sobre estas tecnologias e promover a abertura do mercado eléctrico a estas novas *microfontes*.

Como a actual meta das 50 000 unidades de microgeração em 2010 não promove uma exploração significativa do potencial destas tecnologias, é desejável uma evolução para uma meta mais ambiciosa, acompanhada duma evolução dos meios necessários para que esta seja atingível.

Uma nova meta para 2020 poderia promover a instalação de tecnologias de pequena escala que cobrissem uma percentagem significativa dos consumos eléctricos portugueses, semelhante à actual meta proposta para as energia renováveis. Esta seria direccionada para a energia produzida pelo conjunto das instalações de microgeração, independentemente do número de equipamentos instalados

Não sendo sustentável ao Estado, nem aos restantes consumidores eléctricos, financiar a longo prazo e a larga escala a introdução destas tecnologias, neste estudo foram identificadas as actuais barreiras que impedem a exploração do potencial actual da microgeração em Portugal de forma autónoma, sem ajudas financeiras estatais. Com a convergência do preço de electricidade para um preço real e com a redução dos custos de investimento inicial destas

tecnologias atinge-se um mercado mais justo. Neste mercado o consumidor eléctrico paga apenas o valor da electricidade que consome, enquanto o produtor-consumidor tem condições no mercado eléctrico para alcançar períodos de retorno do investimento economicamente viáveis.

No entanto, o elevado custo inicial destes equipamentos pode ainda constituir uma barreira ao investimento individual. Para que esta seja ultrapassada poderia ser facilitada a operação das empresas de serviço energético (ESCO) no mercado eléctrico. Estas empresas ao serem responsáveis pelo fornecimento energia do consumidor não só iriam promover a eficiência energética junto dos seus clientes, como teriam um maior capital disponível para investir nestas tecnologias designadamente através de empréstimos bancários. Para tal é necessário que o sector bancário confie neste tipo de investimento e aposte neste sector numa perspectiva de longo prazo e em políticas social e ambientalmente responsáveis.

Como forma de aumentar a confiança dos potenciais investidores poderia ser criada uma medida semelhante à antiga MAPE (Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos) do PRIME (Programa de Incentivos à Modernização de Economia) direccionada para projectos de demonstração das vantagens associadas ao investimento nas tecnologias de microgeração.

Outra forma de promover estas *microfontes* eléctricas poderia ser através de mecanismos de educação ambiental, onde os incentivos financeiros seriam principalmente direccionados a instituições como escolas, instituições de caridade e edifícios do Estado.

### **8.3. Desenvolvimentos futuros**

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho foram detectadas algumas lacunas de informação que poderão ser colmatadas em desenvolvimentos futuros.

O preço de electricidade da rede poderia ser detalhado de forma a que se identificarem as diferenças monetárias entre os subsídios atribuídos aos *macroprodutores* do SEN e o preço de electricidade actual aplicado aos consumidores. Este estudo é desejável para que seja possível justificar de forma transparente o aumento do preço de electricidade aos consumidores, sem que estes associem a maiores lucros por parte destes *macroprodutores*.

A hipótese de redução dos custos das tecnologias assumida neste trabalho teve por base as conclusões dum questionário elaborado a diversos especialistas da área, no entanto poderiam ser estudadas as barreiras à redução do preço das tecnologias por forma a ser possível ultrapassá-las em tempo útil.

É igualmente desejável um estudo que identifique os níveis permitidos de instalações de micro-cogeração em zonas populacionais mais concentradas, visto que estas tecnologias poderão agravar o nível de poluição local nos centros urbanos que, para algumas cidades portuguesas, são já um problema real a ter em conta.

As fugas de gás natural nas redes de distribuição poderão diminuir o potencial destas tecnologias em termos ambientais, visto que o metano (principal constituinte do gás natural) tem 21 vezes mais potencial de aquecimento global o  $\text{CO}_2$ . É desta forma necessário elaborar um estudo que demonstre os impactes ambientais totais associados ao ciclo de vida destas tecnologias tendo em conta as fugas de gás das redes de distribuição portuguesas. Nas redes de transporte não existem fugas de gás significativas, mas devem ser tidos em conta as emissões associadas às purgas durante a operação de manutenção destas redes.

Como forma de divulgação dos benefícios associados a estas tecnologias, bem como um mecanismo que facilite a adesão dos potenciais produtor-consumidores, poderia ser divulgada numa plataforma on-line informação útil necessária ao investimento e processos de registo destes equipamentos em Portugal.

## Referências Bibliográficas

Os *links* indicados foram validados a 29 de Fevereiro de 2008.

- Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L. (2001), Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research* 57, 195–204.

- Aguiar, R., Santos, F.D. (2007), Modelo de Prospectiva para Emissões de Gases com Efeito de Estufa em Portugal. Versão 2.2. Relatório Final, Volume I: Cenários de Referência. Projecto *MISP – Climate Change: Mitigation Strategies In Portugal*. Fundação Calouste Gulbenkian, Serviço de Ciência, e Instituto D. Luiz, Lisboa.

- Allison, J.E., Lents, J. (2002), Encouraging distributed generation of power that improves air quality: can we have our cake and eat it too?, *Energy Policy* 30, 737–752.

- Antunes, P., Salgueiro, A., Santos, R., Lobo, G., Almeida, J., Carvalhais, N. (2000), Estudo Sobre Sector Eléctrico e Ambiente – Impactes Ambientais do Sector Eléctrico, 1º Relatório, Universidade Nova de Lisboa.

- Antunes, P., Salgueiro, A., Santos, R., Lobo, G., Almeida, J., Carvalhais, N. (2003), Estudo Sobre Sector Eléctrico e Ambiente, Relatório Síntese, Universidade Nova de Lisboa.

- APA – Associação Portuguesa do Ambiente (2007), Atlas do Ambiente, Insolação (carta I.1) , Portugal continental, [http://www.apambiente.pt/atlas/est/index.jsp?zona=continente&grupo=&tema=c\\_insolacao](http://www.apambiente.pt/atlas/est/index.jsp?zona=continente&grupo=&tema=c_insolacao)

- APA – Associação Portuguesa do Ambiente (2007), Relatório de Estado do Ambiente 2006, Portugal <http://www.apambiente.pt/> Produtos > Publicações > Relatórios de Estado do Ambiente > Relatório do Estado do Ambiente 2006.

- AREAM - Agência Regional da Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira (2006), Green Hotel - Integrating Self Supply Into End Use For Sustainable Tourism <http://www.aream.pt/greenhotel/>

- Bachmann, G. (2005), CO<sub>2</sub> Life Cycle Assessment for Energy Sources, in *A campaign of the Energy Globe Award*, Linz, 22 de Maio, Linz, GEG Agency e GEG Werbung GmbH, [http://www.energyglobe.info/geg/MDB/media\\_folder/86\\_Co2Emissionen.pdf](http://www.energyglobe.info/geg/MDB/media_folder/86_Co2Emissionen.pdf).

- BERR – Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (2006) Our Energy Challenge - Power from the people, Strategy for the promotion of Microgeneration and the Low Carbon Buildings Programme, Reino Unido, <http://www.berr.gov.uk/files/file27575.pdf>.

- Borges, C. L. T., Falcão, D. M., Machado Jr, Z. S., Manzoni, A. (2003), Análise do Impacto da Localização e Dimensão da Geração Distribuída na Confiabilidade, Perdas Eléctricas e Perfil de Tensão de Redes de Distribuição, in: *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Eléctrica*, Citenel, 291-296.

- Castro, R. (2007), Introdução à Energia Mini-hídrica, 3ª edição, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa, [energia.ist.utl.pt/ruicastro/download/Pch\\_ed3.pdf](http://energia.ist.utl.pt/ruicastro/download/Pch_ed3.pdf)

- CE - Comissão Europeia (2003), New Era For Electricity In Europe – Distributed Generation: Key Issues, Challenges And Proposed Solutions, <http://www.smartgrids.eu/documents/New-ERA-for-Electricity-in-Europe.pdf>.

- CEEETA - Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente, BCSD Portugal – Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável, (2006) Workshop Eficiência Energética, 4 e 5 de Dezembro de 2006.

- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001a), 6 – Painéis Solares Fotovoltaicos, in: *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*, 48-52, <http://www.ecogen-sa.com/ECOGEN/pagina0.html>.

- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001g), *Estudo do Mercado Potencial para a Aplicação das Tecnologias de Micro-cogeração em Portugal*.

- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001b), 5 – Micro-turbinas Eólicas, in: *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*, 42-47 <http://www.ecogen-sa.com/ECOGEN/pagina0.html>

- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001c), 1 – Micro-turbinas a gás, in: *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*, 05-17, <http://www.ecogen-sa.com/ECOGEN/pagina0.html>.

- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001d), 3 – Motores de êmbolos, in: *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*, 18-28, <http://www.ecogen-sa.com/ECOGEN/pagina0.html>.

- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001e), 2 – Pilhas de combustível, in: *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*, 18-28, <http://www.ecogen-sa.com/ECOGEN/pagina0.html>.

- CEEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2001f), Tecnologias de Armazenamento de Energia, in: *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*, 62-82, <http://www.ecogen-sa.com/ECOGEN/pagina0.html>.

- COGEN – Europe (2004), Micro-CHP Fact Sheet Portugal [www.cogen.org/Downloadables/Publications/FactSheet\\_MicroCHP\\_Portugal.pdf](http://www.cogen.org/Downloadables/Publications/FactSheet_MicroCHP_Portugal.pdf).

- COGEN – Portugal (2007), Cogeração em Portugal, [http://www.cogenportugal.com/general\\_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2](http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2).

- DECENT (2002), Future Decentralised Energy Systems 2020, *Risoe National Laboratory*, Dinamarca [www.izt.de/pdfs/decent/DECENT\\_future\\_study\\_decentralised\\_generation.pdf](http://www.izt.de/pdfs/decent/DECENT_future_study_decentralised_generation.pdf)

- DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia (2007a), Factura Energética 2006, N.º 22, [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt) Estatísticas e Preços > Energia Eléctrica > Factura Energética (2006).

- DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia (2007b), Estatísticas-Petróleo e Derivados, [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt) Estatísticas e Preços > Petróleo e derivados.

- DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia (2007c), Caracterização Energética Nacional, [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt) Estatísticas e Preços > Política Energética / Energy Policy.

- DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia (2007d), [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt) Estatísticas e Preços > Energia Eléctrica > Consumo por Conselho.

- DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia (2007e), [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt) Estatísticas e Preços > Energia Eléctrica > Produção / Consumos (1994 a 2005).

- DGFER – Distributed Generation – Future Energy Resources (2004), Projecto Europeu ALTENER, Malmo [http://www.dgfer.org/Downloads/DGFER\\_Road\\_Map.pdf](http://www.dgfer.org/Downloads/DGFER_Road_Map.pdf)

- EDP – Energias de Portugal (2007), O Sector da Energia, <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/BusinessEnvironment/default.htm>

- ELEP – European Local Electricity Production (2006), Distributed Generation Connection Charging Within The European Union - Review Of Current Practices, Future Options And European Policy Recommendations [www.elep.net/files/ELEP060531\\_WP2\\_D2-2\\_v1.pdf](http://www.elep.net/files/ELEP060531_WP2_D2-2_v1.pdf)

- ELEP – European Local Electricity Production (2007), Review on DG & RES certification and authorization procedures, Versão 5.1 [http://www.elep.net/files/ELEP070228\\_WP5\\_D5-1\\_Final.pdf](http://www.elep.net/files/ELEP070228_WP5_D5-1_Final.pdf)

- Ellern, M., Janólio, G., Ett, G., Jardim, J. A., Saiki, G.Y., (2003), Desenvolvimento de Células a Combustível de Plámero Sólido (PEMFC) para Aplicação em Geração de Energia Eléctrica Distribuída in *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Eléctrica*, Citenel, 302-306.

- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2007a), Electricidade em Portugal, <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/electricidadeemportugal/>

- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2007b), Mercado Interno de Electricidade, <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/liberalizacaodosector/mercadointernodeelectricidade/>

- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2007c), Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008 [http://www.erse.pt/NR/rdonlyres/F34EF50D-F2D3-41EE-993C-6372871ABA65/0/TarifasePrecospara2008\\_1.pdf](http://www.erse.pt/NR/rdonlyres/F34EF50D-F2D3-41EE-993C-6372871ABA65/0/TarifasePrecospara2008_1.pdf)

- Estanqueiro A. (2007), Energia Eólica em Ambiente Urbano e Construído, in *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESC Porto e COGEN Portugal.

- EUROSTAT (2007), [ec.europa.eu/eurostat](http://ec.europa.eu/eurostat).

- GALP Energia (2007), Gasodutos Nacionais do Gás Natural <http://www.galpennergia.com>, Academia energia > Gasodutos

- Gama, P.H.R.P., Messoria, A. C., Boarati, J. H., Flores, E., Coelho, M. S. B. P., Haddad, J., Bortoni, E. C., Lora, E. S., Teixeira, F. N., Venturini, O. J., Júnior, F. A. P., Gouvea, M. R.



(2003), Oportunidades e Barreiras da Geração Distribuída para a Distribuidora de Energia Eléctrica: Aspectos Tecnológicos, Ambientais, Comerciais e Legais in *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Eléctrica*, Citenel, 316-321.

- Gonçalves, P. (2007), Microhídrica em Ambiente Construído, in *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESCPorto e COGEN Portugal

- Gullí, F. (2006), Small distributed generation versus centralised supply: a social cost-benefit analysis in the residential and service sectors, *Energy Policy* 34, 2677–2689.

- Hart, D., Bauen, A., Leach, M. and Papathanasiou, D. (2001), Decentralised Electricity, *Financial Times Energy Publishing*, Reino Unido.

- IEA – International Energy Agency (2002), Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, França [www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf).

- INE – Instituto Nacional de Estatística (2008), [www.ine.pt](http://www.ine.pt).

- Jesus, F. (2007), Pilhas de Combustível em Aplicações Estacionárias, in *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESCPorto e COGEN Portugal.

- Joyce A. (2007), Sistemas Fotovoltaicos, in: *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESCPorto e COGEN Portugal.

- Kammen, D. M., Kapadia, K., Fripp M. (2004) Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?, *RAEL Report*, University of California, estados Unidos da América <http://rael.berkeley.edu/files/2004/Kammen-Renewable-Jobs-2004.pdf>.

- Kueck, J. D., Staunton, R.H., Labinov, S. D., Kirby, B.J. (2003), Microgrid Energy Management System, ORNL/TM-2002/242 <http://www.ornl.gov/sci/btc/apps/Restructuring/ORNLTM2002242rev.pdf>

- Labellec-EDP (2003), Estudo de impacto duma significativa introdução de unidades de Produção Distribuída nas redes de Média Tensão e Baixa Tensão da EDP – Distribuição.

- Little, A. D. (1999), Distributed Generation: Understanding the Economics, [www.eere.energy.gov/de/pdfs/dg\\_economics.pdf](http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/dg_economics.pdf).
- Loureiro, D. (2004), Concurso Solar Padre Himalaya – Guia da Energia Solar, in: *Seminário Nacional JRA – Sever do Vouga*, 18 de Novembro de 2004, SPES e INETI.
- Madeira, A., Melo, J. Joanaz (2003), Caracterização do potencial de conservação de energia eléctrica em Portugal, in: *VII Congresso Nacional de Engenharia do Ambiente*. APEA, Lisboa, 6-7 Novembro.
- Agência financeira (2007), Preço da luz aumenta 2,9% em 2008 [http://www.agenciafinanceira.iol.pt/noticia.php?id=866178&main\\_id=](http://www.agenciafinanceira.iol.pt/noticia.php?id=866178&main_id=)
- Mendes, J. M. M. (2001) Green Hotel – Integrating Self Supply Into End Use For Sustainable Tourism, CEC Contract N.º NNE5-2001-00707, AREAM, Madeira Tecnopolo, Portugal.
- Micro hydropower (2007), <http://www.microhydropower.net/size.php>
- Oztop, H.F., Hepbasli, A. (2006), Cogeneration and Trigeneration Applications, *Energy Sources*, Part A, 28, 743–750.
- Peças Lopes, J. (2007), Impactos Esperados da Penetração em Larga Escala de Micro-Geração na Rede Eléctrica Nacional, in: *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESCPorto e COGEN Portugal.
- Peças Lopes, J., Tomé Saraiva, J., Hatziaargyriou, N., Jenkins, N. (2003) Management of MicroGrids, INESC Porto.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., D’haeseleer, W. (2005), Distributed generation: definition, benefits and issues, *Energy Policy* 33, 787–798.
- Podesser, E. (1999), Electricity Production In Rural Villages With A Biomass Stirling Engine, *Renewable Energy* 16, 1049-1052.
- REN – Rede Energética Nacional (2003), Incidente no dia 2 de Agosto de 2003 que afectou a alimentação dos consumos nas regiões do Alentejo e Algarve, [http://www.ren.pt/portal/electricidade\\_centro-informacao\\_informacao-exploracao\\_13.asp](http://www.ren.pt/portal/electricidade_centro-informacao_informacao-exploracao_13.asp)

- REN – Rede Energética Nacional (2008), Dados Técnicos de 2007, [http://www.ren.pt/porta/electricidade centro-informacao informacao-tecnica\\_02.asp](http://www.ren.pt/porta/electricidade centro-informacao informacao-tecnica_02.asp)

- Rodrigues A. (2007), Micro-eólica em ambiente urbano, in: *Micro Geração: A Mudança de Paradigma do Sistema Eléctrico*, Centro Cultural de Belém, 13 de Março de 2007, CEEETA, INESC Porto e COGEN Portugal.

- Rodrigues, M. J., Fernandes, J., Paes, P., Joyce, A., Rodrigues, C., (2006), National Position Paper and Action Plan Photovoltaics in Portugal, [http://www.pvpolicy.org/documents/Portugal\\_NPP\\_AP\\_id222.pdf](http://www.pvpolicy.org/documents/Portugal_NPP_AP_id222.pdf)

- RTP (2007), Acordo para enterrar linha de muito alta tensão em Sintra , <http://ww1.rtp.pt/noticias/?article=313667&visual=26&tema=1>.

- Sauter, R., Watson, J., Hughes, L. (2005), Metering, Communication and Control Technologies for Micro-Generation, *Economic & Social Research Council* [http://www.sustainabletechnologies.ac.uk/PDF/Working%20papers/109\\_1.pdf](http://www.sustainabletechnologies.ac.uk/PDF/Working%20papers/109_1.pdf).

- Sauter, R., Watson, J., James, P., Myers, L., Bahaj, B. (2006) Economic Analysis of Micro-generation Deployment Models, *Economic & Social Research Council* <http://www.sustainabletechnologies.ac.uk/PDF/Working%20papers/109b.pdf>

- Silva, J.C., Hoffmann, R. (2002) O Uso do Ciclo Stirling no Aproveitamento de Fontes Térmicas, in: *XVII Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia*, CRICTE, Brasil.

- Strachan, N., Dowlatabadi, H. (2002), Distributed generation and distribution utilities, *Energy Policy* 30 649–661.

- Tironeenunes (2007), Bed Zed = Beddington Zero Energy Development, [http://tironenunes.pt/page/index.php?option=com\\_content&task=view&id=1016&Itemid=1352](http://tironenunes.pt/page/index.php?option=com_content&task=view&id=1016&Itemid=1352)

- U.S. Department of Energy (2007), The Potential Benefits Of Distributed Generation And Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion <http://www.ferc.gov/legal/fed-sta/exp-study.pdf>

- UE – União Europeia (2008) [http://europa.eu/index\\_pt.htm](http://europa.eu/index_pt.htm) EUROPA EC > JRC > IES > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps

- Voorspools, K., Brouwers, E. and D'Haeseleer, W., (1998), The indirect greenhouse gas emissions embedded in the investment goods for emission-free power generating technologies, evaluated for Belgian conditions, in: *Fourth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-4)*, Interlaken (Suíça), 30 de Agosto – 2 de Setembro de 1998, <http://www.mech.kuleuven.be/energy/resources/docs/papers/pdf/1998P30.pdf>
- WADE – World Alliance for Decentralized Energy (2003), Guide to Decentralized Energy Technologies, [http://www.localpower.org/documents/report\\_de\\_technologies.pdf](http://www.localpower.org/documents/report_de_technologies.pdf)
- WADE – World Alliance for Decentralized Energy (2007), Local Power. Global Connections, [www.localpower.org](http://www.localpower.org).
- Zamora, I., San Martin, J.I., Mazón, A.J., San Martín, J.J., Aperribay, V. (2005) Emergent Technologies In Electrical Microgeneration, *International Journal of Emerging Electric Power Systems* Vol. 3, Iss. 2, Art. 1092.

## Apêndice 1

Impactes Ambientais associados ao Sistema Eléctrico Nacional ao longo do seu ciclo de vida. (Fonte: Antunes, 2003)

IMPACTES AMBIENTAIS	Produção											Transporte e Distribuição
	Termo-eléctrica	Nuclear	Incineração de RSU	Mini-hídricas	Grandes aproveitamentos		Solar		Eólica	Biomassa	Geotérmica	
					Fio de água	Albufeiras	Fotovoltaica	Térmica Eléctrica				
Alterações Climáticas	<div></div>	<div></div>	<div></div>					<div></div>		<div></div>	<div></div>	<div></div>
Acidificação	<div></div>		<div></div>							<div></div>	<div></div>	<div></div>
Polluição Atmosférica Local	<div></div>		<div></div>							<div></div>	<div></div>	<div></div>
Ozono Troposférico	<div></div>		<div></div>							<div></div>		
Fluxos Hidrológicos				<div></div>	<div></div>	<div></div>				<div></div>	<div></div>	
Polluição Localizada de Águas Superficiais e Subterrâneas	<div></div>	<div></div>	<div></div>		<div></div>	<div></div>			<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Perda de Biodiversidade		<div></div>		<div></div>	<div></div>	<div></div>			<div></div>	<div></div>		<div></div>
Degradação do Solo	<div></div>	<div></div>			<div></div>	<div></div>			<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Degradação de Zonas Costeiras e Ecossistemas Marinhos	<div></div>	<div></div>			<div></div>	<div></div>					<div></div>	
Depleção de Recursos Abióticos	<div></div>	<div></div>				<div></div>		<div></div>	<div></div>			
Resíduos Sólidos e Perigosos	<div></div>	<div></div>	<div></div>			<div></div>		<div></div>	<div></div>			
Saúde Humana		<div></div>	<div></div>								<div></div>	
Acidentes Graves	<div></div>	<div></div>	<div></div>				<div></div>				<div></div>	<div></div>
Riscos Químicos								<div></div>	<div></div>		<div></div>	
Intrusão Visual	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>		<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>	<div></div>
Ruído	<div></div>		<div></div>					<div></div>		<div></div>	<div></div>	<div></div>
Impactes Socio-económicos					<div></div>	<div></div>						

Sem significativo

Pouco significativo

Significativo

Muito significativo

## Apêndice 2

Empresas portuguesas, ou com filial em Portugal, que disponibilizaram as características e/ou os custos de instalação dos seus produtos de microgeração para o desenvolvimento deste estudo.

ACCL - Aquecimento Central e Climatização, Lda - [www.accl-lisboa.com/](http://www.accl-lisboa.com/)

ATLAS SEIS - [www.atlasseis.com](http://www.atlasseis.com)

BP - [www.bp.com](http://www.bp.com)

DARS Engenharia - [www.dars.pt](http://www.dars.pt)

DEOMARSOL - Sistemas Inovadores de Climatização - [www.deomarsol.com](http://www.deomarsol.com)

ECOPOWER - [www.ecopower.pt](http://www.ecopower.pt)

EFACEC - [www.efacec.pt/](http://www.efacec.pt/)

ENAT - Energias Naturais – [www.enat.pt](http://www.enat.pt)

Energias Renováveis, Lda – [www.revez-solar.com](http://www.revez-solar.com)

F.F. Sistemas de Energias Alternativas Portugal - [www.ffi-solar.com/](http://www.ffi-solar.com/)

ICP Solar – [www.icpsolar.com](http://www.icpsolar.com)

Moreme – Renováveis [www.moreme.pt](http://www.moreme.pt)

REVEZ-SOLAR – [www.revez-solar.com](http://www.revez-solar.com)

SAIGRENE - Energias Renováveis – <http://secxxi.com/clientes/saigrene/>

Senhores do Tempo - Energias Solares – <http://www.senhoresdotempo.com>

Sentec Engenharia – [www.sentec.pt](http://www.sentec.pt)

Tecaprod – <http://tecaprod.com>

Troque de Energia – <http://www.troquedeenergia.com>

Vensol – [www.vensol.pt/](http://www.vensol.pt/)

## Apêndice 3

**Tabela A.1. Dados utilizados no cálculo dos períodos de retorno dos painéis fotovoltaicos em Portugal.**

<b>Painéis fotovoltaicos</b>	<b>Energia anual produzida (kWh/kW) (a)</b>	<b>Preço da energia produzida (€/kWh) (b)</b>	<b>Receitas anuais (€/kW) (c = a x b)</b>	<b>Custo de investimento (€/kW) (d)</b>	<b>Período de retorno (anos) ( e = d / c )</b>
<b>Preço de venda igual ao preço de compra à rede (sem subsídio)</b>	1 400	0,1077*	150,78	6 500	43,11
<b>Subsídio anterior de injeção na rede (DL 68/2002)</b>	1 400	0,24†	243,39	6 500	26,71
<b>Subsídio anterior de injeção na rede (DL 225/2007)</b>	1 400	0,47	658	6 500	9,88
<b>Subsídio actual de injeção na rede (DL 363/2007)</b>	1 400	0,65	910	6 500	7,14
<b>Subs. actual de injeção na rede (DL 363/2007) + Benefício fiscal no IRS (até 777€)</b>	1 400	0,65	910	5 723	6,29

\* Custo de electricidade de 2007, sem ter em conta o custo da potência contratada.

† Assumiu-se um valor médio das tarifas aplicadas às horas de ponta, cheia e vazio.

**Tabela A.2. Dados utilizados no cálculo dos períodos de retorno das micro-eólicas em Portugal.**

<b>Micro-eólica</b>	<b>Energia anual produzida (kWh/kW) (a)</b>	<b>Preço da energia produzida (€/kWh) (b)</b>	<b>Receitas anuais (€/kW) (c = a x b)</b>	<b>Custo de investimento (€/kW) (d)</b>	<b>Período de retorno (anos) (e = d / c)</b>
<b>Preço de venda igual ao preço de compra à rede (sem subsídio)</b>	800	0,1077*	86,16	3 500	40,62
<b>Subsídio anterior de injeção na rede (DL 68/2002)</b>	800	0,12†	91,08	3 500	38,43
<b>Subsídio anterior de injeção na rede (DL 225/2007)</b>	800	0,08	64	3 500	54,69
<b>Subsídio actual de injeção na rede (DL 363/2007)</b>	800	0,455	364	3 500	9,62
<b>Subs. actual de injeção na rede (DL 363/2007) + Benefício fiscal no IRS (até 777€)</b>	800	0,455	364	2 723	7,48

\* Custo de electricidade de 2007, sem ter em conta o custo de potência contratada.

† Assumiu-se um valor médio das tarifas aplicadas às horas de ponta, cheia e vazio.



## Apêndice 4

Para o cálculo do indicador financeiro período de retorno do investimento actualizado (PRAIA) foi utilizada a seguinte fórmula:

$$PRAIA = \frac{n \left( \sum_{p=0}^n \frac{Ip}{(1+j)^p} \right)}{\sum_{p=0}^n \frac{Rp - Cp}{(1+j)^p}}.$$

Em que:

Ip: Valor do investimento do período p

Rp: Receitas de exploração do período p

Dp: Despesas de exploração do período p

Rp – Cp: *Cash flow* de exploração do período p

j: Taxa de actualização utilizada (3%)

n: número de períodos de análise do projecto de investimento (20)

**Tabela A.3. Períodos de retorno do investimento actualizados dos cenários analisados.**

	PV-50%	PV-40%	ME-50%	ME-40%
<b>EL+15%/ano</b>	7,97	9,57	7,51	9,02
<b>EL+7%/ano</b>	8,41	10,09	7,92	9,51
<b>EL+3%/ano</b>	9,95	11,94	9,38	11,25

Em que:

EL+15%: Taxa anual de crescimento do preço de electricidade de 15%

EL+7%: Taxa anual de crescimento do preço de electricidade de 7%

EL+3%: Taxa anual de crescimento do preço de electricidade de 15%

PV-50%: Redução de 50% do custo de investimento em painéis fotovoltaicos num horizonte de 5 anos.

PV-40%: Redução de 40% do custo de investimento em painéis fotovoltaicos num horizonte de 5 anos.

ME-50%: Redução de 50% do custo de investimento em micro-eólicas num horizonte de 5 anos.

ME-40%: Redução de 40% do custo de investimento em micro-eólicas num horizonte de 5 anos.